

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объекта транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение Нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы	
«Использование робототехнических систем для контроля промысловых трубопроводов»	
УДК 622.692.4:865.8-047.44	

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Б	Смагин Т. И.		01.06.2018

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рудаченко А. В.	доцент, к.т.н.		01.06.2018

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Макашева Ю.С.	ассистент		01.06.2018

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Абраменко Н.С.	ассистент		01.06.2018

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		01.06.2018

Томск – 2018 г.

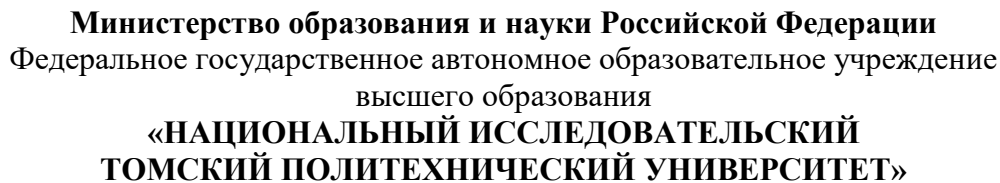
ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазового промышленного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e).

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".



<p>Исходные данные к работе</p> <p>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</p>	<p>Объект исследования - текущее техническое состояние промышленных трубопроводов. Автономные робототехнические системы производят контроль с применением нескольких методов неразрушающего контроля.</p>
--	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Аналитический обзор применяемых наружных методов мониторинга трубопроводов. Выбор робототехнических систем и методов неразрушающего контроля для комплексного проведения диагностики промышленных трубопроводов в процессе эксплуатации. Проведение технологических расчетов.</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Макашева Ю.С., ассистент отделения СГН</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Абраменко Н.С., ассистент отделения ОКБ</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>15.01.2018 г.</p>
--	----------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рудаченко А. В.	к.т.н.		15.01.2018 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Б	Смагин Т. И.		15.01.2018 г.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Б	Смагину Тимофею Игоревичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Материально-технические ресурсы: затраты на проведение диагностирования; затраты на ремонт дефектного участка методом вырезки катушки и ее замены; затраты на проведения мероприятий по ликвидации последствий аварии
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Данная работа проводится впервые, поэтому нормы и нормативы расходования ресурсов отсутствуют
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Согласно п. 3 п. 16 ст. 149 НК РФ работы по разработке, написанию, отладке и внедрению нового алгоритма подлежат налогообложению. На основании п. 1 ст. 58 закона № 212-ФЗ ставка для расчета отчислений во внебюджетные фонды составляет 30 % от фонда оплаты труда

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка целесообразности проведения диагностирования промысловых трубопроводов с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Обосновать перспективность проведения диагностирования технического состояния промысловых трубопроводов с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.
2. Выполнения расчета затрат на проведение диагностики трубопровода бесконтактным магнитометрическим методом	Произвести расчет затрат на проведение диагностики трубопровода бесконтактным магнитометрическим методом с использованием актуальных цен и тарифов.
3. Определение экономической и экологической эффективности проведения диагностирования промысловых трубопроводов.	Рассчитать сокращение затрат при проведении диагностики технического состояния с последующим ремонтом дефектного участка и без проведения контроля с дальнейшими мероприятиями по ликвидации последствий аварийного разлива нефти и ремонтом дефектного участка аналогичным образом.

Перечень графического материала

1. Сметы затрат на обеспечение проведение диагностики
2. Сводные смета затрат на проведение работ
3. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	18.05.2018
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
-----------	-----	------------------------	---------	------

Ассистент	Макашева Ю.С.			18.05.2018
-----------	---------------	--	--	------------

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Б	Смагин Тимофей Игоревич		18.05.2018

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Б	Смагину Тимофею Игоревичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1 Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:

- вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шум, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения);
- опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы);
- негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу);
- чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера).

Объектом исследования является техническое состояние промысловых трубопроводов. Определить вредные и опасные проявления факторов производственной среды со стороны их:

- вредных проявлений (движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, материалы; производственный шум и вибрация, высокое давление газа или воздуха в системе; загазованность воздушной среды природным газом, газовым конденсатом парами нефти и др; неблагоприятные метеорологические условия - температура (низкая или высокая), влажность воздуха, скорость движения воздуха (сквозняки); поражение электрическим током; утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу);
- опасных проявлений (воздействие теплового излучения пожара; зона полных разрушений; токсическое действие химических реагентов; поражающее действие осколков).

2 Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме

Привести необходимые ссылки на нормативно – техническую документацию, регулирующую указанную в данном разделе информацию по данной теме.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность

1.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые возможны при проведении диагностики трубопроводов и мероприятия по их устранению.

1.2 Анализ опасных факторов, которые возможны при проведении диагностики трубопроводов и мероприятия по их устранению.

- Проанализировать вредные факторы, которые возможны при проведении диагностики трубопроводов и мероприятия по их устранению;
- Проанализировать опасные факторы, которые возможны при проведении диагностики трубопроводов и мероприятия по их устранению.

2. Экологическая безопасность:

- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);
- анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);
- анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);
- защита селитебной зоны;
- разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.

Проанализировать влияние дефектоскопических работ на различные компоненты окружающей среды:

- анализ воздействия объекта на атмосферу;
- анализ воздействия объекта на гидросферу;
- анализ воздействия объекта на литосферу;
- анализ воздействия объекта на селитебную зону.

Предложить решения по снижению негативного влияния работ на окружающую среду.

3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	– Проанализировать возможности возникновения ЧС при проведении диагностирования трубопровода; – Предложить превентивные меры по предупреждению ЧС, а также действия в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– Привести специальные правовые нормы трудового законодательства при проведении дефектоскопических исследований трубопроводов существующими методами неразрушающего контроля; – Перечислить необходимые организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	20.05.2018
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.			20.05.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Б	Смагин Т. И.		20.05.2018

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объекта транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Уровень образования бакалавриат

Отделение Нефтегазового дела

Период выполнения (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа *Социальная ответственность*

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:

01.06.2018г

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
12.12.2017	<i>Введение</i>	10
29.12.2017	<i>Изучение промысловых трубопроводов</i>	8
10.02.2018	<i>Методы неразрушающего контроля</i>	11
18.02.2018	<i>Изучение внутритрубных робототехнических систем</i>	11
01.03.2018	<i>Изучение самодвижущихся робототехнических систем</i>	11
01.04.2018	<i>Расчетная часть</i>	12
18.05.2018	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
20.05.2018	<i>Социальная ответственность</i>	10
21.05.2018	<i>Заключение</i>	8
22.05.2018	<i>Презентация</i>	9
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рудаченко А. В.	к.т.н.		01.06.2018

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		01.06.2018

Определения, обозначения, сокращения, нормативно-техническая документация

Определения:

Промысловый трубопровод – это трубопровод, по которому добытая скважинная продукция транспортируется от скважины к центру сбора и подготовки. Данные трубопроводы предназначены для перемещения скважинной продукции от скважины к другим объектам в рамках промысла.

Диагностирование (техническое диагностирование) – определение технического состояния объекта. Задачами технического диагностирования являются: 1) контроль технического состояния; 2) поиск места и определение причин отказа (неисправности); 3) прогнозирование технического состояния.

Объект диагностики – изделие и (или) его составные части, подлежащие (подвергаемые) диагностированию (контролю).

Техническое состояние объекта – состояние, которое характеризуется в определенный момент времени, при определенных условиях внешней среды, значениями параметров, установленных технической документацией на объект.

Акустико-эмиссионный контроль – вид неразрушающего контроля, основанный на анализе параметров упругих волн, излучаемых объектом контроля.

Визуальный и измерительный контроль – вид неразрушающего контроля, при котором первичная информация воспринимается органами зрения непосредственно или с использованием оптических приборов, не являющихся контрольно-измерительными (например, с помощью лупы), а измерения осуществляются средствами измерений геометрических величин.

					Использование робототехнических систем для контроля промысловых трубопроводов			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Смагин Т.И.		01.06.18	Определения, обозначения, сокращения, нормативно- техническая документация	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.		01.06.18		ДР	1	168
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б4Б		
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.18				

Внутритрубное диагностирование – вид технического диагностирования, состоящий из комплекса работ, обеспечивающих получение информации о дефектах, сварных швах, особенностях трубопровода и их местоположении, с использованием внутритрубных инспекционных приборов, в которых реализованы различные виды неразрушающего контроля, для выявления на основе этой информации наличия и характера дефектов.

Внутритрубный инспекционный прибор – устройство, перемещаемое внутри трубопровода потоком перекачиваемого продукта, снабженное средствами контроля и регистрации данных о дефектах и особенностях стенки трубопровода, сварных швов и их местоположении.

Вихретоковый контроль - метод неразрушающего контроля, который основан на анализе взаимодействия внешнего электромагнитного поля с электромагнитным полем вихревых токов, создаваемых возбуждающей катушкой в электропроводящем объекте контроля этим полем.

Исполнитель технического диагностирования – организация, принявшая на себя обязательства по проведению работ по техническому диагностированию на объекте.

Камеры пуска и приема средств очистки и диагностирования – оборудование линейной части магистрального трубопровода, предназначенное для запасовки средств очистки и диагностирования в трубопровод и их извлечения из трубопровода.

Капиллярный контроль – метод неразрушающего контроля, использующий возможности проникновения специальных жидкостей в несплошности на поверхности объекта контроля в целях их обнаружения.

Магнитопорошковый контроль – метод неразрушающего контроля, использующий для выявления дефектов металлических изделий притяжение частиц магнитного порошка силами неоднородных магнитных полей,

					Определения, обозначения, сокращения, нормативно-техническая документация	Лист
						2
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

возникающих на поверхности изделия при наличии в нем поверхностных и подповерхностных дефектов.

Магнитографический контроль – метод неразрушающего контроля, основанный на записи магнитных, полей объекта контроля на магнитный носитель с последующим воспроизведением сигналограммы.

Магнитометрический контроль - метод контроля промышленных трубопроводов, основанный на регистрации и анализе аномалий напряженности магнитного поля, возникающих в зонах концентрации продольных и поперечных напряжений, в зонах пластической деформации, изменения структуры металла на участках предразрушения и разрушения металла.

Радиационный контроль – вид неразрушающего контроля, основанный на регистрации и анализе ионизирующего излучения после его взаимодействия с объектом контроля.

Тепловой контроль – вид неразрушающего контроля, основанный на взаимодействии теплового поля объекта с термометрическим чувствительным элементом, преобразования параметров поля в параметры электрического или другого сигнала и передаче его на регистрирующий прибор.

Маркерный пункт – заранее выбранная точка на поверхности земли над осью трубопровода в месте установления маркерного передатчика, предназначенного для точной привязки к местности данных внутритрубоного диагностирования.

Наружное диагностирование трубопровода – техническое диагностирование, проводимое с наружной поверхности трубопровода без введения оборудования в полость трубопровода.

Неразрушающий контроль – контроль соответствия параметров технических устройств, материалов, изделий, деталей, узлов, сварных

					Определения, обозначения, сокращения, нормативно-техническая документация	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		3

соединений требованиям нормативных документов, при котором не разрушается пригодность объекта контроля к применению и эксплуатации.

Средства очистки и диагностики – устройства, перемещаемые внутри трубопровода потоком перекачиваемого продукта, предназначенные для выполнения очистки или технического диагностирования трубопровода.

Ультразвуковой контроль – акустический метод неразрушающего контроля, использующий для обнаружения дефектов упругие волны ультразвукового диапазона, вводимые в изделие и отражающиеся от дефектов или рассеивающиеся в них.

Сокращения:

АГЗУ – автоматическая групповая замерная установка;

АЭ – акустическая эмиссия;

ВИК – визуальный и измерительный контроль;

ВИС – внутритрубный инспекционный снаряд;

ВИП – внутритрубный инспекционный прибор;

ВТД – внутритрубное диагностирование;

ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль;

ЗКН – зона концентрации напряжений;

ИКН – измеритель концентрации напряжений;

КИП – контрольно-измерительные приборы;

КМК – капиллярный метод контроля;

КПП СОД – камеры пуска и приема средств очистки и диагностирования;

КРН – коррозионное растрескивание под напряжением;

ЛЧ – линейная часть;

ЛЭП – линия электропередач;

МК – магнитопорошковый контроль;

МПМ – магнитная память металла;

					Определения, обозначения, сокращения, нормативно-техническая документация	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		4

НК – неразрушающий контроль;
 ОК – объект контроля;
 ПАЭ – преобразователи акустической эмиссии;
 ПТС – параметры технического состояния;
 ПЭП – пьезоэлектрический преобразователь;
 СОД – средство очистки и диагностирования;
 ТЗ – техническое задание;
 УЗК – ультразвуковой контроль;
 УПН – установка подготовки нефти;
 УТ – ультразвуковая толщинометрия;
 ЭДС – электродвижущая сила;
 ЭМА – электромагнитно-акустический;
 ЭМАП – электромагнитно-акустический преобразователь;

Нормативно-техническая документация

EN 13018:2001. Европейский стандарт. Неразрушающий контроль.
 Визуальный контроль. Часть 1. Общие принципы.

ГН 2.2.5.552-96. Предельно допустимые концентрации вредных веществ
 в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.

ГОСТ 20911-89 Техническая диагностика. Термины и определения.

ГОСТ 18353-79. Контроль неразрушающий. Классификация видов и
 методов.

ГОСТ-23829-85 Контроль неразрушающий акустический. Термины и
 определения.

ГОСТ 27655-88 Акустическая эмиссия. Термины, определения и
 обозначения.

ГОСТ 21105-87 Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод.

ГОСТ 25225-82 Контроль неразрушающий. Швы сварных соединений
 трубопроводов. Магнитографический метод.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативно-техническая документация	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		5

ГОСТ 24034-80. Контроль неразрушающий радиационный. Термины и определения.

ГОСТ 7512-82 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод.

ГОСТ 23764-79. Гамма-дефектоскопы. Общие технические условия.

ГОСТ 23483-79. Контроль неразрушающий. Методы теплового вида. Общие требования.

ГОСТ 18442-80 Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования.

ГОСТ 12.2.003-74. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

ГОСТ 30852.19-2002 (МЭК 60079-20:1996). Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 20. Данные по горючим газам и парам, относящиеся к эксплуатации электрооборудования.

ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

ГОСТ 12.1.003-2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.029-80. ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.

ГОСТ Р 54907-2012 Техническое диагностирование. Основные положения.

ГОСТ Р 55724-2013 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые.

ГОСТ Р 55612-2013 Контроль неразрушающий магнитный. Термины и определения.

ГОСТ Р 55680-2013 Контроль неразрушающий. Феррозондовый метод.

ГОСТ Р 24497-2-2009. Контроль неразрушающий. Метод магнитной памяти металла. Часть 2. Общие требования.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативно-техническая документация	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		6

ГОСТ Р 15549-2009. Контроль неразрушающий. Контроль вихретоковый. Основные положения.

ГОСТ Р 54907-2012 Техническое диагностирование. Основные положения.

ГОСТ Р 12.1.019-2009. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

ОСТ 153-39.4-010-2002. Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений.

РД 03-606-03. Инструкция по визуальному и измерительному контролю.

РД 03-131-97 Правила организации и проведения акустико-эмиссионного контроля сосудов, аппаратов, котлов и технологических трубопроводов.

РД 102-008-2002 «Инструкция по диагностике технического состояния трубопроводов бесконтактным магнитометрическим методом».

РД 153-34.0-20.364-00 Методика инфракрасной диагностики тепломеханического оборудования.

РД 13-03-2006. Методические рекомендации о порядке проведения вихретокового контроля технических устройств и сооружений, применяемых и эксплуатируемых на опасных производственных объектах.

РД 13-06-2006 Методические рекомендации о порядке проведения капиллярного контроля.

РД 51-2-97 Инструкция по внутритрубной инспекции трубопроводных систем.

РД 153-39.4-056-00. Руководящий документ. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативно-техническая документация	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		7

РД 39-132-94 Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов.

РД 153-39.4-130-2002 «Регламент по вырезке и врезке "катушек" соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры и подключению участков магистральных нефтепроводов».

СТО Газпром 2-2.3-095-2007. Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов.

СТО Газпром 2-2.3-066-2006 Положение о внутритрубной диагностике трубопроводов КС и ДКС ОАО «Газпром».

СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.

СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативно-техническая документация	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		8

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 169 с., 74 рис., 10 табл., 75 источников.

Ключевые слова: техническое состояние, робототехническая система, методы неразрушающего контроля, промышленный трубопровод, диагностика.

Объект исследования: техническое состояние промышленных трубопроводов.

Цель работы: выбор средств для оценки текущего технического состояния промышленных трубопроводов в процессе их эксплуатации.

Методы и методики проведения работ: Расчетная часть выполнена в соответствии с РД 39-132-94 и РД 153-39.4-130-2002.

В процессе исследования проводились: Аналитический обзор достоинств и недостатков существующих методов наружной и внутритрубной дефектоскопии; выбор бесконтактного метода неразрушающего контроля для диагностирования трубопроводов в процессе их эксплуатации; технологический расчет минимальной толщины стенки для отбраковки трубопроводов; анализ современных робототехнических систем.

В результате исследования: Предложены робототехнические системы для комплексного диагностирования промышленных трубопроводов; выполнена отбраковка нефтепровода на основании технологического расчета; указаны сферы применимости робототехнических систем.

Область применения: Диагностирование промышленных трубопроводов

Экономическая эффективность/значимость работы: Выполнены расчеты сокращения затрат при проведении диагностирования трубопроводов по сравнению с мероприятиями по ликвидации последствий аварии.

					Использование робототехнических систем для контроля промысловых трубопроводов						
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Реферат						
Разраб.		Смагин Т. И.		01.06.18					Литера	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В		01.06.18					ДР	9	168
Консульт.									Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б4Б		
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.18							

ABSTRACT

Final qualifying work: 169 pages, 74 figures, 10 tables, 75 sources.

Key words: technical condition, robotic system, methods of non-destructive inspection, field pipeline, diagnostic operation.

The object of the study: technical condition of field pipeline.

Work purpose: The choice of means for assessment the current technical condition of field pipelines during the operation.

Basic constructive, technological and technical-operational characteristics: The estimated part is executed according to RD 39-132-94 and RD 153-39.4-130-2002.

In the course of the research were carried out: The review strengths and weaknesses of existing methods outer and in-tube inspection; the choice of non-invasive and magnetometer methods of non-destructive inspection for diagnosing in-operation field pipelines; minimum wall thickness calculation for sorting out of pipelines; the analysis of the modern robotic system.

As a result of a research: The robotic systems for testing field pipelines were proposed; the sorting out of pipelines on the basis of the technician calculation were carried out; the scopes of application of robotic system were pointed out.

Application field: Field pipelines.

Economic efficiency / importance of work: Calculation of cost reduction in monitoring of pipeline in comparison with costs of liquidation activities in case of accident were fulfilled.

					Использование робототехнических систем для контроля промысловых трубопроводов			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Смагин Т. И.		01.06.18	Abstract	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В		01.06.18		ДР	10	168
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б4Б		
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.18				

Оглавление

Введение.....	13
1 Промысловые трубопроводы.....	17
1.1 Способы прокладки промысловых трубопроводов.....	18
1.2 Классификация промысловых трубопроводов	20
1.3 Состав промысловых трубопроводов	23
2 Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	25
2.1 Техническое состояние трубопроводов	25
2.2 Классификация дефектов	26
2.2.1 Типы дефектов труб.....	28
2.3 Комплексное техническое диагностирование.....	30
2.4 Методы внешнего дефектоскопического обследования промысловых трубопроводов	32
2.4.1 Классификация методов контроля	32
2.4.2 Визуальный и измерительный контроль	33
2.4.3 Акустические методы НК	35
2.4.4 Магнитные методы	52
2.4.5 Радиационные методы контроля	66
2.4.6 Тепловые методы контроля.....	73
2.4.7 Вихретоковый метод контроля	77
2.4.8 Капиллярный метод контроля	80
2.5 Внутритрунная диагностика	84
2.6 Дополнительный дефектоскопический контроль.....	89
3 Контроль с применением робототехнических систем	90
3.1 Внутритрунные дефектоскопы	90
3.1.1 Ультразвуковые снаряды-дефектоскопы.....	91
3.1.2 Магнитные снаряды-дефектоскопы.....	98
3.1.3 Комбинированные снаряды-дефектоскопы	103
3.1.4 Магнитоакустические дефектоскопы	104
3.2 Самодвижущиеся робототехнические устройства	110
3.2.1 Телеинспекционные устройства.....	111
3.2.2 Рентгеновские кроулеры	114
3.2.3 Робототехнические магнитоакустические системы	115
4 Расчетная часть.....	128
4.1 Условия проведения диагностирования	128
4.2 Расчет минимальной толщины стенки трубопровода при отбраковке	129
4.3 Определение мероприятий по устранению выявленных дефектов	132

					Использование робототехнических систем для контроля промысловых систем			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Смагин Т. И.		01.06.18	Оглавление	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В		01.06.18		ДР	11	168
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б4Б		
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.18				

5	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	136
5.1	Введение.....	136
5.2	Расчет затрат при проведении технического диагностирования	137
5.3	Расчет затрат на ремонт дефектного участка методом вырезки катушки и ее замены.....	140
5.4	Расчет затрат на локализацию и ликвидацию последствий аварийной ситуации	143
5.5	Сравнительный анализ рассмотренных ситуаций	143
5.6	Вывод.....	145
6	Социальная ответственность	147
6.1	Введение.....	147
6.2	Производственная безопасность	148
6.2.1	Анализ вредных факторов, возможных при проведении диагностики трубопроводов и мероприятия по их устранению	149
6.2.2	Анализ опасных факторов, возможных при проведении диагностики трубопроводов и мероприятия по их устранению	152
6.3	Экологическая безопасность.....	153
6.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	156
6.5	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	157
	Заключение	159
	Список использованных источников	160

Введение

Актуальность: Промысловые трубопроводы являются важнейшей составной частью нефтегазовой отрасли, поскольку осуществляют транспорт продукции, добываемой из нефтяных и газовых скважин, до пунктов переработки и доведения нефти и газа до товарных характеристик. В связи с этим промысловые трубопроводы подвержены большему негативному влиянию, чем магистральные трубопроводы, вследствие непосредственного контакта металла трубы с вредными примесями (сероводород, оксиды азота, диоксид серы и другие), содержащимися в сырой нефти и в неочищенном природном газе. Они способствуют развитию коррозионных процессов, что уменьшает надежность промыслового трубопровода и увеличивает вероятность возникновения аварийной ситуации.

В настоящее время число аварий и инцидентов на промысловых трубопроводах неуклонно растет, что связано со старением трубопроводного фонда и отсутствием средств у предприятий на проведение капитальных ремонтов. Основными проблемами при авариях на нефтепроводах являются проведение мероприятий по ликвидации аварийных разливов нефти, рекультивация загрязненных нефтью земель и земляных амбаров, при авариях на газопроводах – эмиссия природного газа. В результате аварийные ситуации приводят не только к экономическим потерям предприятий, но и загрязнению окружающей среды.

Для обеспечения эксплуатационной надежности и эффективности промысловой системы трубопроводов производят техническое диагностирование с применением наземных методов неразрушающего контроля, внутритрубной дефектоскопии, мобильных роботов и иных

					Использование робототехнических систем для контроля промысловых систем			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Смагин Т. И.		01.06.18	Введение	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В		01.06.18		ДР	13	168
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б4Б		
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.18				

методов. Техническое диагностирование позволяет выявить дефекты, определить срок безаварийной эксплуатации трубопроводов, остаточный ресурс безопасной работы системы в целом и дать объективную оценку фактического технического состояния.

При определении метода для проведения контроля специалисты столкнулись с рядом проблем. Промысловые системы трубопроводов в большинстве своем выполнены из труб, диаметр которых не превышает 230 мм и длина которых не более 50 км.

В последнее время все большее применение находят трубопроводы, выполненные из полимерных материалов, и стальные трубопроводы, имеющие внутренние вставки из неметаллических материалов, что ограничивает применение магнитных методов контроля.

Расположение основной части фонда трубопроводов методом подземной прокладки ограничивает проведение диагностики традиционными контактными методами неразрушающего контроля. При обследовании надземных промысловых трубопроводов возникает необходимость в удалении теплоизоляционного покрытия, что увеличивает стоимость диагностирования и трудоемкость проводимых работ.

Применение внутритрубной дефектоскопии с использованием внутритрубных инспекционных снарядов на промысловых трубопроводах осложнено из-за отсутствия камер пуска и приема средств очистки и диагностики, небольшого диаметра промысловых трубопроводов (до 230 мм) и невозможности обеспечения тщательной очистки и подготовки внутренней полости трубопровода для беспрепятственного пропуска снарядов-дефектоскопов с получением достоверных результатов. Внутритрубное диагностирование газопроводов ограничивает использование традиционного ультразвукового метода контроля, поскольку ультразвуковые волны не проходят через воздушный зазор. Более того, не всегда удастся получить

					Введение	Лист
						14
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

высокоточные и достоверные результаты о состоянии трубопровода в связи с ограниченным диапазоном выявляемых дефектов дефектоскопов и применяемых методов. Этот факт вынуждает проведение повторного запуска внутритрубного инспекционного снаряда или дополнительного дефектоскопического контроля с использованием традиционных методов контроля, что приводит к высоким затратам времени и средств.

Для обеспечения 100 % внутритрубное диагностирование промышленных трубопроводов необходимо комбинирование нескольких методов неразрушающего контроля, что успешно реализовано в мобильных робототехнических системах.

Робототехнические комплексы способны самостоятельно перемещаться по трубопроводам различного диаметра с возможностью преодоления тройников и разветвителей как в горизонтальной, так и в вертикальной плоскости. Устройства оснащаются модулями, обнаруживающими дефекты несколькими методами неразрушающего контроля для максимальной достоверности. Робототехнические системы оборудуются средствами регистрации пройденного расстояния, определения собственного положения и записи этих данных вместе с информацией о дефектах. Введение устройств в трубопровод и его извлечение наружу осуществляется через люк-лаз, технологический рез или обратный клапан и производится в одной и той же точке, чтобы избежать необходимости шурфовки в нескольких местах.

Создание мобильных робототехнических систем для диагностики технического состояния и проведения неразрушающего контроля внутри промышленных трубопроводов - одно из направлений развития современной робототехники. Прогрессивные устройства и новые методы мониторинга позволяют предотвратить возникновение аварийных ситуаций при эксплуатации системы промышленных трубопроводов и обеспечить

					Введение	Лист
						15
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

безопасность транспорта добываемого сырья, что является актуальным в настоящее время.

Цель работы – выбор средств для оценки текущего технического состояния промышленных трубопроводов в процессе их эксплуатации.

Для достижения поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

- Анализ существующих методов диагностики и технологических схем по оценке текущего технического состояния;
- Выбор методов и технологий для комплексной диагностики технического состояния промышленных трубопроводов и технологических обвязок;
- Расчет минимальной толщины стенки для отбраковки трубопроводов.

					Введение	Лист
						16
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

1 Промысловые трубопроводы

Промысловые трубопроводы – это капитальные инженерные сооружения, рассчитанные на длительный срок эксплуатации и предназначенные для бесперебойной транспортировки нефти, нефтепродуктов, природного газа, воды и их смесей от мест их добычи для установок комплексной подготовки и далее к местам врезки в магистральный трубопровод или для подачи на другой вид транспорта – морской, железнодорожный, речной [1].

Основной составляющей частью промыслового трубопровода является линейная часть – это непрерывная нить, сваренная из отдельных труб или секций и уложенная в траншею одним из существующих способов. Линейная часть прокладывается в разнообразных условиях: вдоль трассы трубопровода можно встретить болотистые участки, участки с многолетнемерзлыми, скальными грунтами, переходы через водные преграды и железные дороги и т.д. Это обстоятельство нуждается в соответствующих конструктивных решениях, которые могли бы обеспечить надежную и безопасную работу трубопровода, а также работу пересекаемых сооружений по их прямому назначению [2].

Для обеспечения безопасности людей и объектов инфраструктуры необходимо устанавливать запорную арматуру на определенном расстоянии, но не более:

- 30 км - для трубопроводов газа, не содержащих сероводорода;
- 15 км - для трубопроводов нефти, нефтепродуктов, стабильного конденсата и нефтегазопроводов, не содержащих сероводорода;
- 5 км - для указанных сред, содержащих сероводород;

					Использование робототехнических систем для контроля промысловых систем и			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Смагин Т. И.		01.06.18	Промысловые трубопроводы	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В		01.06.18		ДР	17	168
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б4Б		
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.18				

– 10 км - для трубопроводов нестабильного конденсата, ингибиторов и метанола [3].

1.1 Способы прокладки промышленных трубопроводов

В настоящее время существуют несколько принципиально разных способов прокладки промышленных трубопроводов: подземная, наземная и надземная (рисунок 1.1). Выбор той или иной схемы определяется условиями строительства и принимается исходя из технико-экономического обоснования.

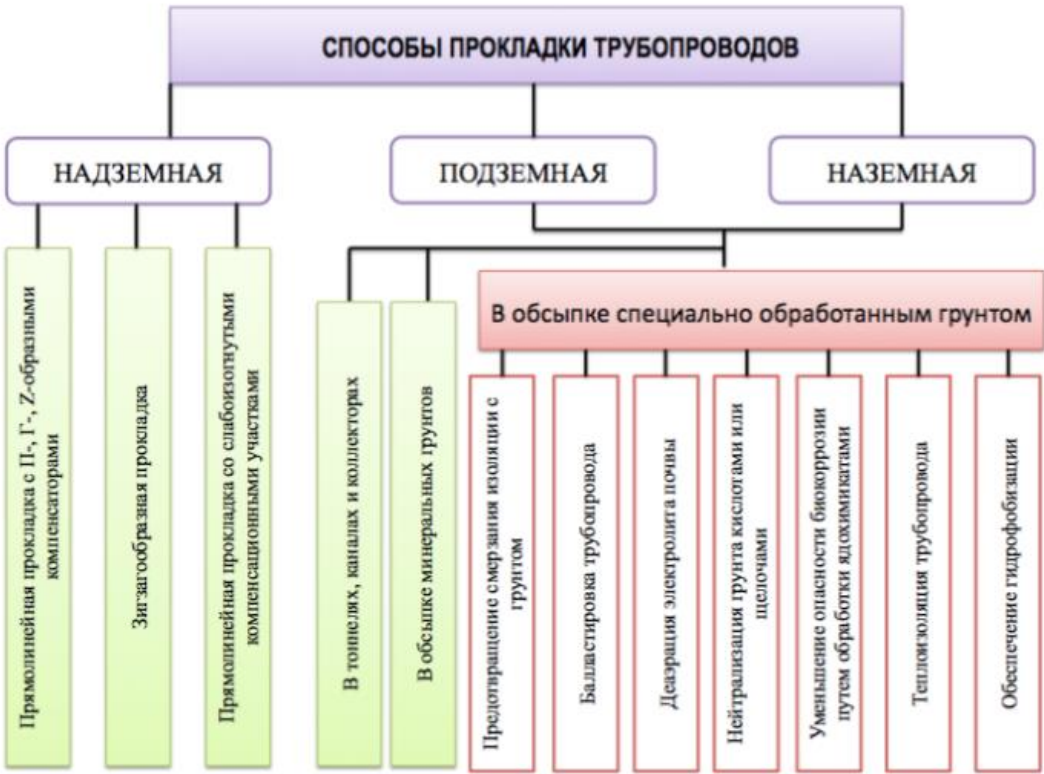


Рисунок 1.1 – Способы прокладки трубопроводов

Подземные схемы прокладки (рисунок 1.2) являются наиболее распространенными. Эти схемы предусматривают прокладку трубопровода на глубину, которая будет значительно превышать диаметр трубопровода. Так, на непахотных землях вне постоянных проездов заглубление трубопроводов

до верха трубы должно быть не менее 0,8 м при диаметре менее $D_H = 1000$ мм и не менее 1,0 м при диаметре $D_H = 1000$ мм и более.

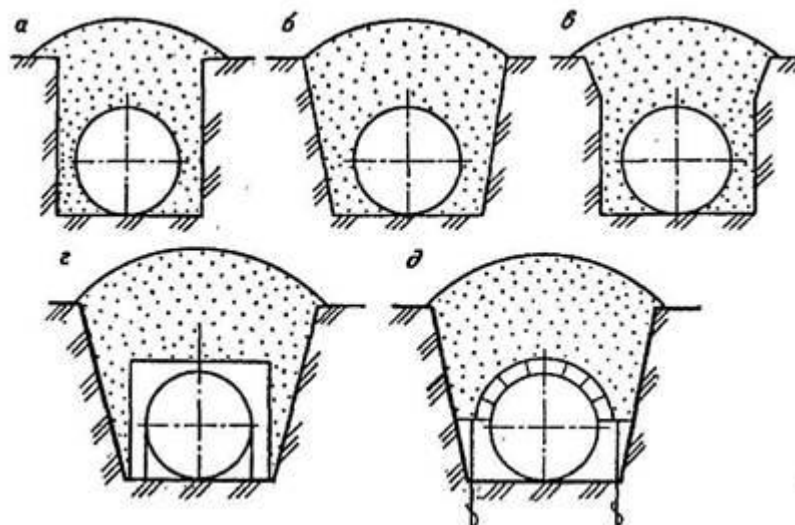


Рисунок 1.2 - Схемы подземной прокладки трубопровода:
а - прямоугольная форма траншеи; б - трапециевидальная форма траншеи; в - смешанная форма траншеи; г - укладка с балластировкой седловидными пригрузами; д - укладка с использованием винтовых анкеров для закрепления против всплытия

При подземной прокладке достигается отсутствие воздействия солнечной радиации и атмосферных осадков на трубопровод, стабильные температурные условия нахождения трубопровода, максимальная механизация всех видов работ, не загромождается территория. Строительство в вечномёрзлых, скальных и болотистых грунтах весьма неэкономично, в связи с высокой стоимостью земляных работ. Кроме того, на участках с высоким уровнем грунтовых вод требуются дополнительные затраты на балластировку трубопроводов.

Наземные схемы прокладки используются, как правило, в сильно обводненных и заболоченных районах, при очень малой несущей способности верхнего слоя грунта, например, солончаковых грунтах, и высоком уровне грунтовых вод.

При наземной прокладке верхняя образующая трубопровода должна располагаться выше отметок дневной поверхности, а нижняя образующая – ниже, на уровне или выше дневной поверхности. Рекомендуется проектировать прокладку трубопровода в неглубокую траншею глубиной 0,4 – 0,8 м с дальнейшим сооружением насыпи необходимых размеров. Это осуществляется для уменьшения объема насыпи и увеличения устойчивости трубопровода в горизонтальной плоскости.

Основным достоинством наземной схемы прокладки трубопровода является уменьшение стоимости производства работ в связи с сокращением объема земляных работ. Однако при наземной прокладке наблюдается слабая устойчивость грунта насыпи и необходимость устройства большого числа водопропускных сооружений.

Надземную прокладку трубопровода рекомендуют применять в горных районах, болотистых и пустынных местностях, а также в районах распространения многолетней мерзлоты и при переходе через естественные и искусственные препятствия.

При осуществлении данной прокладки, земляные работы сводятся к минимуму, пропадает необходимость в дорогостоящей пригрузке и устройстве защиты от почвенной коррозии и блуждающих токов. Но также надземная прокладка обладает рядом недостатков: необходимостью устройства большого количества опор, загроможденность территории и значительное влияние суточных и сезонных колебаний температуры на работу трубопровода [4].

1.2 Классификация промышленных трубопроводов

Согласно источникам [1], [5], промышленные трубопроводы классифицируют по следующим критериям:

					Промысловые трубопроводы	Лист
						20
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- По способу прокладки – трубопроводы подземной, наземной, надземной и подводной прокладки;
- По виду перекачиваемого продукта:
 - Нефтепроводы;
 - Газопроводы;
 - Нефтегазопроводы;
 - Метанолопроводы;
 - Конденсатопроводы;
 - Ингибиторопроводы;
 - Водопроводы;
 - Паропроводы;
 - Канализация.
- По назначению – самотечные, напорные и смешанные;
- По рабочему давлению – выделяют 4 класса:
 - I класс – $20 \text{ МПа} < P < 32 \text{ МПа}$;
 - II класс – $10 \text{ МПа} < P < 20 \text{ МПа}$;
 - III класс – $2,5 \text{ МПа} < P < 10 \text{ МПа}$;
 - IVкласс - $P > 2,5 \text{ МПа}$.
- По функции:
 - Выкидные линии (трубопроводы от устья скважины до АГЗУ);
 - Сборные коллекторы (трубопроводы, которые принимают продукцию с нескольких кустов);
 - Товарные (трубопроводы, перекачивающие товарную продукцию).
- По способу соединения:
 - Разъемные;
 - Неразъемные – сварные, склеенные.
- По форме расположения в пространстве:

					Промысловые трубопроводы	Лист
						21
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- Линейные;
- Кольцевые;
- Лучевые.
- По материалу:
 - Стальные;
 - Чугунные;
 - Полиэтиленовые;
 - Стеклопластиковые;
 - Полимерметаллические;
 - Железобетонные;
 - Алюминиевые;
 - Комбинированные.
- По типу изоляции – трубопроводы:
 - Внутренней изоляцией;
 - Внешней изоляцией;
 - Без изоляции.
- По диаметру:
 - I класс – $D_n \geq 600$ мм;
 - II класс - $300 \text{ мм} < D_n < 600$ мм;
 - III класс – $D_n \leq 300$ мм.
- По размерам:
 - Малого диаметра: $D_n = 57 \div 426$ мм;
 - Большого диаметра: $D_n = 530 \div 1420$ мм.
- По гидравлической схеме:
 - Простые – трубопроводы, не имеющие ответвлений;

					Промысловые трубопроводы	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		22

– Сложные – трубопроводы, имеющие ответвления, переменные по длине расход, вставку трубопровода другого диаметра, параллельный участок, а также кольцевые.

– По видам коллекторов:

– Коллектор II порядка – нефтегазосборный трубопровод, отводящий продукцию нескольких кустов скважин до врезки его в коллектор I порядка;

– Коллектор I порядка – нефтегазосборный трубопровод, объединяющий продукцию нескольких коллекторов II порядка до входа его в пункт подготовки.

1.3 Состав промысловых трубопроводов

На нефтяных месторождениях применяют такие виды трубопроводов, как [44]:

1. Выкидные – прокладывают от нефтяных скважин, за исключением участков, расположенных на кустовых площадках скважин (на кустах скважин), для транспортировки продуктов скважин до замерных установок;

2. Нефтегазосборные – для транспортировки продукции нефтяных скважин от замерных установок до пунктов первой ступени сепарации нефти;

3. Газопроводы для транспортировки нефтяного газа от установок сепарации нефти до установки комплексной подготовки газа, установки предварительной подготовки газа или до потребителей;

4. Нефтепроводы для транспортировки газонасыщенной или разгазированной обводненной или безводной нефти от пункта сбора нефти и дожимной компрессорной станции до центрального пункта сбора;

5. Газопроводы для транспортировки газа к эксплуатационным скважинам при газлифтном способе добычи;

6. Газопроводы для подачи газа в продуктивные пласты с целью увеличения нефтеотдачи;

					Промысловые трубопроводы	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

7. Нефтепроводы для транспортировки товарной нефти от центрального пункта сбора до сооружения магистрального транспорта;

На газовых и газоконденсатных месторождениях используют:

1. Газопроводы-шлейфы, предназначенные для транспортировки газа или газового конденсата от скважин месторождений и подземного хранилища газа до установки комплексной подготовки газа, установки предварительной подготовки газа и от компрессорной станции подземного хранения газа до скважин для закачки газа в пласт;

2. Газопроводы, газовые коллекторы неочищенного газа, межпромысловые коллекторы, трубопроводы для транспортировки газа и газового конденсата от установки комплексной подготовки газа, установки предварительной установки газа до головных сооружений, дожимной компрессорной станции, компрессорной станции, подземного хранения газа, газоперерабатывающего завода, независимо от их протяженности;

3. Трубопроводы сточных вод под давлением более 10 МПа для подачи их в скважины и закачки в поглощающие пласты;

4. Метанолопроводы.

Трубопроводы для транспорта газа и газового конденсата газовых и газоконденсатных месторождений, а также нефтяного газа подразделяют на 4 класса в зависимости от рабочего давления [5]:

- I класс – свыше 20 до 32 МПа включительно;
- II класс – свыше 10 до 20 МПа включительно;
- III класс – свыше 2,5 до 10 МПа включительно;
- IV класс – менее 2,5 МПа.

					Промысловые трубопроводы	Лист
						24
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

2 Методы диагностирования технического состояния трубопроводов

2.1 Техническое состояние трубопроводов

Под техническим состоянием объекта понимают состояние, характеризующее в конкретный момент времени и в определенных внешних условиях значения параметров, соответствующих технической документацией на данный объект.

Контролем технического состояния промышленного трубопровода является проверка соответствия текущих значений параметров их проектным значениям, измененным в процессе эксплуатации. Современная концепция, основанная на принципе надежности трубопровода по контролю его технического состояния, подразумевает проведение диагностирования технического состояния и на его основе – оценку остаточного ресурса объекта контроля.

Техническое состояние трубопровода характеризуется определенными параметрами, отвечающими за работоспособное состояние трубопровода. К контролируемым в процессе оценки технического состояния параметрам относятся:

- герметичность трубопровода;
- толщина стенки;
- геометрия трубопровода;
- состояние изоляционного покрытия;
- пространственное положение трубопровода.

В основу оценки технического состояния трубопроводов положена гипотеза о возникновении аварии или инциденте (отказе) оборудования при

					Использование робототехнических систем для контроля промышленных систем			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Литера	Лист	Листов
Разраб.		Смагин Т. И.		01.06.18		ДР	25	168
Руковод.		Рудаченко А.В		01.06.18		Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б4Б		
Консульт.								
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.18				

наличии дефекта по причине наступления одного из шести возможных предельных состояний. Сюда входят:

– состояние снижения (спада) несущей способности конструктивных элементов трубопровода, при достижении которого эксплуатационный участок получает такие остаточные деформации, которые не допускают дальнейшую эксплуатацию;

– состояние развития и приобретения чрезмерных деформаций линейных участков и арматуры от статических и динамических нагрузок и воздействий, при достижении которого в трубопроводе появляются дополнительные искривления и колебания, исключающие возможность дальнейшей эксплуатации;

– состояние трещинообразования в металле конструктивных элементов, при которой дальнейшая эксплуатация становится невозможной вследствие потери целостности и возможности разгерметизации трубопровода;

– состояние коррозионного и эрозионного разрушения металла конструктивных элементов и образование свищей, при достижении которого в трубопроводе появляется утечки продукта перекачки, исключающая возможность дальнейшей эксплуатации;

– состояние негативного воздействия на МТ путем несанкционированного повреждения или прокола конструктивных элементов трубопровода;

– состояние негативного воздействия на охранную зону, при достижении которого в трубопроводе появляется неприемлемый риск аварии или инцидента, требующий незамедлительного принятия мер.

2.2 Классификация дефектов

Под дефектом промышленного трубопровода понимается отклонение геометрии стенки трубы и сварного шва, ухудшение качества материала

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		26

трубы, не соответствующее допустимым значениям нормативно-технических документов и возникающее в процессе изготовления трубы, строительстве или его эксплуатации, а также недопустимые конструктивные детали, установленные на трубопроводы и обнаруживаемые методами внутритрубной дефектоскопии, традиционными методами неразрушающего контроля.

По геометрическим размерам дефекты классифицируют на:

- Макродефекты – дефекты значительных размеров, которые могут быть обнаружены различными методами НК и большинством дефектоскопов;
- Микродефекты – дефекты малых размеров, которые могут быть обнаружены лишь с применением современных дефектоскопических приборов.

По влиянию дефектов на напряженно-деформированное состояние объекта различают:

- Классические дефекты;
- Трещиноподобные дефекты.

В зависимости от происхождения и причин образования выделяют

- Металлургические (производственно-технологические) дефекты;
- Строительные дефекты;
- Эксплуатационные дефекты.

В зависимости от необходимости применения определенных методов НК различают:

- Поверхностные (явные) дефекты;
- Внутренние (скрытые) дефекты.

С точки зрения ремонтпригодности выделяют:

- Исправимые дефекты – дефекты, устранение которых технически возможно и экономически рационально;
- Неисправимые – дефекты, устранение которых связано с существенными затратами или невозможно.

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
						27
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

По степени влияния на работоспособность трубопровода различают дефекты:

– Значительные – эксплуатация объекта возможна при существенном влиянии дефекта;

– Критические – эксплуатация объекта невозможна.

Дефекты трубопроводов, обнаруживаемые при диагностировании, по характеру проявления подразделяют на:

– Технологические дефекты – дефекты, возникающие в результате строительно-монтажных и ремонтных работ;

– Эксплуатационные дефекты – дефекты, возникающие в процессе эксплуатации после некоторой наработки [3].

2.2.1 Типы дефектов труб

Согласно [7], все дефекты делятся на следующие группы:

- дефекты геометрии трубы;
- дефекты сварного шва;
- дефекты стенки трубы;
- комбинированные дефекты;
- недопустимые конструктивные элементы.

Дефекты геометрии трубы – дефекты, связанные с изменением формы трубы. К ним относятся:

– *Вмятина* - уменьшение проходного сечения трубы без излома оси нефтепровода, которое произошло в результате поперечного внешнего механического воздействия.

– *Гофр* – местное уменьшение проходного сечения трубы, которое произошло из-за потери устойчивости от поперечного изгиба с изломом оси трубопровода, сопровождающееся поперечными выпуклостями и вогнутостями стенки.

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		28

– *Сужение (овальность)* - уменьшение проходного сечения трубы, при котором сечение трубы имеет отклонение от окружности.

К дефектам стенки трубы относятся:

– *Потеря металла* — изменение номинальной толщины стенки трубы, характеризующееся локальным утонением в результате механического и коррозионного повреждения или обусловленное технологией изготовления;

– *Риска* (царапина, задир) — потеря металла, являющаяся результатом взаимодействия стенки трубопровода с твердым телом при их взаимном перемещении;

– *Расслоение* — несплошность металла стенки трубопровода;

– *Расслоение с выходом на поверхность* (закат) — расслоение с выходом на внешнюю или внутреннюю поверхность трубы;

– *Расслоение в околошовной зоне* — расслоение, располагающееся непосредственно возле сварного шва;

– *Трещина* — дефект, представляющий собой узкий разрыв металла стенки трубы.

Потери металла различают на

– *Объединенная потеря металла* – это группа из двух и более коррозионных дефектов, объединенных в единый дефект, если расстояние между соседними дефектами меньше или равно значения 4-х толщин стенки трубы в районе дефектов.

– *Одиночная потеря металла* – это один дефект потери металла, расстояние от которого до ближайших потерь металла превышает значение 4-х толщин стенки трубы в районе дефекта.

Дефекты сварного соединения — это дефекты непосредственно в сварном шве или в околошовной зоне. К дефектам сварного шва относятся: трещины, шлаковые включения, непровары, поры, подрезы, несплавления и др.

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		29

– *Трещина, непровар, несплавление* – дефекты в виде несплошности металла по сварному шву, которые по данным ВИП идентифицируются как «несплошность плоскостного типа» поперечного, продольного, спирального сварного шва.

– *Смещение кромок* – несовпадение уровней расположения внутренних и наружных поверхностей стенок свариваемых труб в стыковых сварных соединениях.

– *«Аномалия» сварных швов* – это поры, шлаковые включения, подрез, наплывы, отклонения размеров шва от требований нормативных документов, а также дефекты, которые невозможно однозначно классифицировать по данным ВТД.

– *Косой стык* – сварное стыковое соединение трубы с трубой (с катушкой, с соединительной деталью), в котором продольные оси труб расположены под углом друг к другу.

Комбинированными дефектами являются различные комбинации нескольких видов дефектов.

К дефектам трубопровода относятся:

- Недопустимые конструктивные детали;
- Несоответствующие НТД приварные элементы;
- Недопустимые соединительные детали.

Под недопустимыми соединительными деталями понимаются детали заводского изготовления: отводы, заглушки, тройники, заплаты вварные, переходники и т.д. [7].

2.3 Комплексное техническое диагностирование

Техническим диагностированием трубопровода называется процесс определения его фактического технического состояния с определенной

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		30

точностью. Проведение технического диагностирования начинается с определения целей и задач.

Техническое диагностирование проводится в целях обеспечения безопасности, поддержания надежности, определения фактического технического состояния трубопроводов, предупреждения отказов, возможности их дальнейшей эксплуатации на проектных технологических режимах, для расчета допустимого давления и продления срока службы трубопроводов в процессе эксплуатации.

Основными задачами технического диагностирования промышленных трубопроводов являются:

- контроль фактического технического состояния;
- контроль состояния охранной зоны и зоны безопасности;
- поиск и классификация дефектов, прогноз их развития;
- определение предельно допустимого рабочего давления на дефектных участках;
- оценка прочности, определение остаточного ресурса и продление срока службы оборудования;
- определение сроков и объемов ремонта, необходимости замены или модернизации оборудования.

Техническое диагностирование промышленных трубопроводов должно предусматривать выполнение таких работ, как:

1. Комплексный анализ исполнительной и нормативно-технической документации;
2. Внутритрубная диагностика, проводимая с целью обнаружения дефектов трубопроводов, их параметров и классификации по степени опасности;
3. Внешний дефектоскопический контроль с применением методов НК для нахождения дефектов, которые не могут быть обнаружены ВТД;

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		31

4. Дополнительный дефектоскопический контроль для уточнения и подтверждения полученной информации [8].

2.4 Методы внешнего дефектоскопического обследования промышленных трубопроводов

2.4.1 Классификация методов контроля

Согласно ГОСТ 18353-79 «Контроль неразрушающий. Классификация видов и методов» [9] методы неразрушающего контроля в зависимости от физических явлений классифицируют на следующие виды:

- Магнитный;
- Электрический;
- Вихретоковый;
- Радиоволновой;
- Тепловой;
- Оптический;
- Радиационный;
- Акустический;
- Проникающими веществами.

В основе классификации методов каждого вида лежат следующие признаки:

- По характеру взаимодействия физических полей или веществ с контролируемым объектом;
- По первичным информативным параметрам;
- По способам получения первичной информации.

Методы неразрушающего контроля подразделяют на пассивные и активные.

Активные (локальные) методы – это методы, в которых регистрируется аномальное изменение возбуждаемого физического поля. Данные методы

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		32

позволяют выявить дефекты лишь на ограниченной площади. К локальным методам относят: ВИК, УЗ дефектоскопия, вихретоковый, магнитные, радиационные, капиллярные.

Пассивные (интегральные) методы – это методы, регистрирующие свойства физического поля, которое возбуждается самим объектом контроля. Использование интегральных методов позволяет провести контроль целого объекта. К пассивным методам относят: тепловизионный, магнитометрический и метод акустической эмиссии.

2.4.2 Визуальный и измерительный контроль

Визуальный и измерительный контроль (ВИК) относится к числу наиболее дешевых, быстрых и в тоже время информативных методов неразрушающего контроля. Данный метод является базовыми и предшествует всем остальным методам дефектоскопии.

Внешним осмотром проверяют качество подготовки и сборки заготовок под сварку, качество выполнения швов в процессе сварки, а также качество основного металла. Цель визуального контроля – выявление вмятин, заусенцев, ржавчины, прожогов, наплывов, и прочих видимых дефектов.

ВИК контроль может проводиться с применением простейших измерительных средств, в том числе невооруженным глазом или с помощью визуально-оптических приборов до 20 кратного увеличения, таких как лупы, эндоскопы и зеркала.

Подготовка места производства работ проводится перед началом выполнения ВИК. При мониторинге трубопровода в процессе его эксплуатации необходимо обеспечить удобный подход специалистов к месту контроля для достаточного обзора глаза. Поверхность, подлежащая контролю, рассматривается под углом не менее 30 ° к плоскости объекта контроля и с расстояния до 0,6 м (рисунок 2.1). Перед проведением ВИК контролируемого участка трубопровода должна быть обеспечена освещенность не менее 160

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		33

люкс для обзорного визуального контроля и не менее 500 люкс для локального визуального контроля. В противном случае необходимо использовать вспомогательные источники света для получения требуемой освещенности [11].



Рисунок 2.1 – Условия проведения ВИК

При техническом диагностировании трубопровода ВИК необходимо проводить после полной остановки его работы в связи с большим избыточным давлением. Поверхность в зоне контроля очищают от изоляции, ржавчины и грязи до чистого металла.

После подготовки специалисты приступают к непосредственному ВИК. В процессе контроля используются:

- лупы, в том числе измерительные;
- линейки измерительные металлические;
- штангенциркули, штангенрейсмусы и штангенглубиномеры;
- стенкомеры и толщиномеры индикаторные;
- микрометры;
- нутромеры микрометрические и индикаторные;
- калибры;
- эндоскопы;
- штриховые меры длины (стальные измерительные линейки, рулетки).

Допускается применение других средств ВИК при наличии соответствующих инструкций, методик их применения [12].

Данный метод НК имеет ряд значительных *преимуществ*:

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		34

- Простота и удобство контроля;
- Малая трудоемкость;
- Низкая стоимость вспомогательного оборудования;
- Высокая скорость проведения контроля.

Недостатками ВИК являются:

- Низкая достоверность результатов и субъективность;
- Ограниченность лишь видимой частью объекта исследования;
- Влияние человеческого фактора на результат контроля.

Несмотря на существенные недостатки, данный метод контроля является первичным и позволяет определять крупные дефекты на стадии строительства трубопроводов, их эксплуатации и непосредственно в процессе комплексной технической диагностики.

2.4.3 Акустические методы НК

В акустических методах НК для обнаружения местоположения и размера дефектов используются звуковые волны. Данный метод может быть применен практически для любого материала.

Акустические методы контроля можно разделить на 2 большие группы [13]:

- Активные методы – методы, использующие излучение и приём акустических колебаний и волн;
- Пассивные методы – методы, основанные только на приёме колебаний и волн.

Классификация акустических методов мониторинга представлена на рисунке 2.2.

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		35



Рисунок 2.2 – Классификация методов акустического контроля

Рассмотрим активные акустические методы.

В основе **методов прохождения** лежит наблюдение за изменением параметров ультразвуковых сквозных колебаний, т.е. колебаний, прошедших через объект контроля. Для проведения контроля образца используется импульсное зондирующее излучение, в качестве фиксируемых параметров выступают: изменение амплитуды сквозных колебаний, фаза, спектр и время прихода импульса. Позволяют выявить глубинные дефекты типа нарушения сплошности, расслоения.

Амплитудно-теневой метод – акустический метод прохождения, основанный на анализе уменьшения амплитуды прошедшей волны, обусловленного наличием дефекта. Признак наличия дефекта – существенное уменьшение амплитуды отраженного сигнала или его полное пропадание (дефект создаёт акустическую тень).

Временно-теневой метод – акустический метод прохождения, основанный на анализе увеличения времени прохождения упругих колебаний, обусловленного наличием дефекта в объекте контроля [13].

Методы отражения основаны на излучении акустических колебаний, отражении их от поверхности раздела двух сред и анализе параметров отраженных импульсов. Благодаря данным методам выявляют дефекты типа нарушения сплошности, а также определяют их координаты, размеры и ориентацию.

Эхо-метод (эхо-импульсный метод) – это акустический метод отражения, основанный на анализе параметров акустических импульсов, отраженных от дефектов и поверхностей объекта контроля. Данный способ получил широкое распространение за счёт своей простоты. Кроме того, это один из немногих методов ультразвуковой дефектоскопии, позволяющий достаточно точно определить координаты дефекта, такие как глубину залегания и положение в исследуемом объекте (относительно преобразователя).

Эхо-зеркальный метод основан на анализе параметров акустических импульсов, отраженных от дефекта и донной поверхности объекта контроля. В данном методе используются два преобразователя, расположенные с одной стороны детали. Сгенерированные колебания излучаются, отражаются от дефекта и принимаются с помощью приёмника. В производстве данный метод используется для поиска трещин и иных дефектов, расположенных ортогонально контролируемой поверхности.

Разновидностью эхо-зеркального метода стал *дельта-метод* – он отличается принципом отражения ультразвукового импульса от дефекта и способом принятия отраженного сигнала сигнала. Высокая чувствительность к дефектам, расположенным ортогонально контролируемой поверхности, позволяет обнаруживать вертикальные трещины.

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
						37
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

В *дифракционно-временном методе* применяют два преобразователя, расположенные с одной стороны детали напротив друг друга. Дефекты с острыми кромками заставляют ультразвуковые импульсы дифрагировать на краях дефекта и отражаться во все стороны, что регистрируется приемником. Картина на экране дефектоскопа одновременно отображает оба сигнала, отраженных от верхней и от нижней границ дефекта, благодаря чему можно с достоверной точностью определить глубину дефекта. Универсальность способа позволяет проводить ультразвуковой контроль сварных швов, но требует дорогостоящего оборудования для фиксирования преобразователей на поверхности контроля, а также прибор-дефектоскоп, который будет способен работать в данном режиме.

В **комбинированных методах** дефектоскопы детектируют бегущие волны, которые прошли через объект контроля или отразились от него, и анализируют измененные параметры.

Зеркально-теневого метод основан на анализе амплитудного изменения акустических импульсов после многократного их прохождения через контролируемый объект и регистрации дефектов по изменению амплитуды импульса при отражении от донной поверхности контролируемого объекта. Главным достоинством этого метода, в отличие от теневого, является необходимость в доступе к детали лишь с одной стороны.

При *эхо-сквозном методе* применяются два расположенных друг напротив друга преобразователя. На рисунке 2.3 представлена принципиальная схема расположения преобразователей и данных на экране дефектоскопа. Ультразвуковые импульсы распространяются вдоль акустической оси генератора импульсов (верхнего преобразователя), стрелками показаны направления излученных импульс. Если дефект отсутствует, на экране дефектоскопа появляются только 1 и 2 импульсы. Если дефект присутствует в ОК, появляются дополнительно 3 и 4 импульсы.

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
						38
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

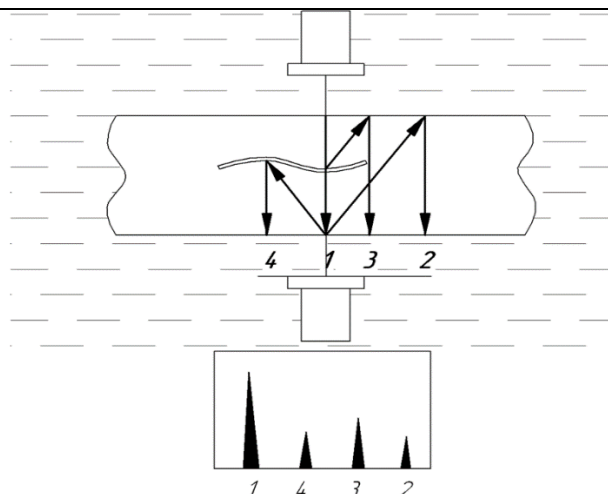


Рисунок 2.3 – Принцип действия эхо-сквозного метода

Импедансные методы основаны на использовании зависимости импеданса (полного механического сопротивления) объекта контроля от качества соединения конструктивных элементов между собой.

Метод контактного импеданса основан на измерении режима колебаний преобразователя, соприкасающегося с объектом. Этим методом можно обнаружить расслоения, нарушения целостности и пустоты в различном оборудовании и конструкциях. Кроме того, метод широко применяется для измерения твёрдости изделий из металлов и сплавов.

Методы свободных колебаний позволяют обнаруживать глубинные дефекты. Свободные колебания возбуждаются при помощи кратковременного воздействия на контролируемый объект, после чего происходит колебание объекта при отсутствии воздействий внешних факторов. Источник внешнего кратковременного воздействия - любой механический удар (например, молотком).

Методы вынужденных колебаний применяются в основном для измерения толщины изделия и для обнаружения зоны коррозионного поражения, расслоений в тонких местах из металлов.

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		39

Пассивные методы контроля основаны на приёме ультразвуковых волн, излучаемых самим объектом. Главный пассивный метод – метод акустической эмиссии [13].

2.4.3.1 Ультразвуковая дефектоскопия

Ультразвуковая дефектоскопия – это комплекс методов контроля, использующих упругие колебания ультразвукового диапазона частотой от 0,5 до 10 МГц. Она основана на свойстве упругих волн распространяться в однородном твердом теле и на его плоских или кривых поверхностях в виде лучей прямолинейно и отражаться от границ тела или нарушений сплошности, а также на свойстве упругих волн рассеиваться и поглощаться структурными составляющими контролируемых объектов. Главным методом ультразвуковой дефектоскопии является эхо-метод.

Механизм данного метода заключается в излучении в изделие и последующем принятии отраженных ультразвуковых колебаний с помощью специального оборудования – ультразвукового дефектоскопа и пьезоэлектрического преобразователя (ПЭП) и дальнейшем анализе полученных данных с целью определения наличия дефектов, а также их эквивалентного размера, формы, вида и глубины залегания.

Для генерации ультразвуковых волн в объекте контроля применяют специальные преобразователи, принцип действия которых основан на использовании прямого или обратного пьезоэлектрических эффектов [14].

Прямой пьезоэффект представляет собой способность некоторых материалов образовывать электрические заряды на поверхности при приложении механической нагрузки, обратный пьезоэффект заключается в изменении механического напряжения или геометрических размеров образца материала под воздействием электрического поля.

При проведении ультразвукового контроля пьезоэлектрические преобразователи (ПЭП) выступают в качестве излучателя и приемника

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
						40
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

ультразвукового импульса, обрабатываемого дефектоскопом или толщиномером.

Ультразвуковые пьезоэлектрические преобразователи можно классифицировать по следующим признакам:

По углу ввода колебаний:

– Прямые преобразователи вводят и (или) принимают колебания по нормали к поверхности объекта контроля в точке ввода.

– Наклонные преобразователи вводят и (или) принимают колебания в направлениях отличных от нормали к поверхности объекта контроля.

По способу размещения функций излучения и приема УЗ сигнала:

– Совмещенные ПЭП где один и тот же пьезоэлемент, работает как в режиме излучения, так и в режиме приема.

– Раздельно-совмещенные преобразователи где в одном корпусе размещены два и более пьезоэлемента, один из которых работает только в режиме излучения, а другие в режиме приема.

По частоте колебаний:

– Высокочастотные УЗ ПЭП условно можно ограничить диапазоном 4-5 МГц;

– Среднечастотные УЗ ПЭП с диапазоном частот 1,8-2,5 МГц.

– Низкочастотные УЗ ПЭП с диапазоном частот 0,5-1,8 МГц.

По способу акустического контакта:

– Контактные ПЭП, где рабочая поверхность соприкасается с поверхностью ОК или находится от нее на расстоянии менее половины длины волны в контактной жидкости.

– Иммерсионные, которые работают при наличии между поверхностями преобразователя и ОК слоя жидкости толщиной больше пространственной протяженности акустического импульса.

По типу волны возбуждаемой в объекте контроля:

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
						41
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- Продольные волны;
- Сдвиговые (поперечные) волны;
- Поверхностные волны (волны Реллея);
- Нормальные ультразвуковые волны (волны Лэмба);
- Головные волны.

Для технического диагностирования трубопроводов применяют прямые совмещенные П111, прямые раздельно-совмещенные П112 и наклонные совмещенные П121 пьезоэлектрические преобразователи [15].

Преобразователи типа П111 используются для дефектоскопии и толщинометрии изделий продольными волнами. Преобразователи П111 используются для выявления объемных и плоскостных дефектов – пор, волосовин, расслоений.

Контактные раздельно-совмещенные преобразователи типа П112, как правило, используются для определения остаточной толщины стенки изделий и для поиска дефектов, расположенных на относительно небольших глубинах под поверхностью.

Наклонные преобразователи типа П121 широко применяются в задачах контроля сварных соединений и труб. Преобразователи П121 позволяют выявлять трещины, объемные дефекты, такие как неметаллические включения, поры, непровары, усадочные раковины и т.п.

Для обеспечения хорошего контакта между пьезоэлектрическим преобразователем и контролируемой поверхностью, а также для предотвращения образования воздушного зазора, создающего помехи звуковому импульсу, необходимо использовать различные контактные жидкости или гели (глицерин, машинное масло, литол и тд).

Контактная жидкость должна иметь специальный химический состав, соответствующий диапазону температур той или иной контролируемой поверхности и ее структуре.

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
						42
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Для возбуждения ультразвуковых волн в исследуемом объекте также могут использоваться электромагнитно-акустические преобразователи (ЭМА) (согласно [16]).

Метод электромагнитно-акустического (ЭМА) контроля является инновационной разновидностью ультразвукового контроля, в которой ультразвуковые волны возбуждаются непосредственно в теле контролируемого объекта. Генерация и прием ультразвуковых волн осуществляется с помощью ЭМА-преобразователей.

В основе принципа действия ЭМА преобразователей лежит возбуждение и прием ультразвуковых волн путем воздействия на поверхность электропроводящего объекта переменного и постоянного магнитных полей. В состав ЭМА преобразователя входит постоянный магнит и катушка переменного тока (рисунок 2.4). При прохождении через катушку индуктивности переменного тока (I) в металле контролируемого объекта индуцируются переменные вихревые токи (I'). Взаимодействие вихревых токов с постоянным магнитным полем (B) приводит к появлению сил (F_L) Лоренца, обеспечивающих возбуждение ультразвуковых колебаний соответствующего типа.

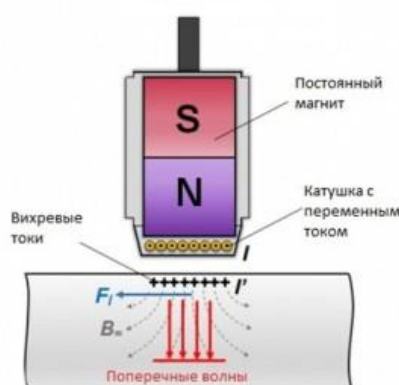


Рисунок 2.4 – Принцип действия ЭМА преобразователей

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		43

Далее фиксируют многократно отраженные акустические сигналы, выделяют из них эхосигналы отраженных волн и производят их корреляционную обработку.

В отличие от традиционного ультразвукового контроля в ЭМА-контроле непосредственный контакт между преобразователем и металлом объекта контроля не требуется. Это делает возможным проведение внутритрубной диагностики трубопроводов толщиной 6 – 30 мм без использования контактной жидкости по неподготовленной поверхности через воздушный зазор до 1,5 мм.

Бесконтактные методы возбуждения акустических волн по средствам ЭМА контроля существенно расширяют возможности ультразвукового контроля при высоких и низких температурах, шероховатой и загрязненной поверхности объектов, содержащих ржавчину и коррозию, а также в случаях, когда по применяемой технологии контактные жидкости применять недопустимо.

Существуют несколько режимов ввода ультразвуковых волн в исследуемый объект контроля – прямой и наклонный (рисунок 2.5).



Рисунок 2.5 – Режимы ввода ультразвуковых волн

В режиме прямого ввода ультразвуковые волны направлены перпендикулярно стенке трубы. Контроль в этом режиме позволяет измерить

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		44

толщину стенки трубы и выявить внутренние дефекты металла, ориентированные параллельно стенкам трубы дефекты (расслоения, ликвации).

В режиме наклонного ввода ультразвуковые волны направлены под углом к стенке трубы. В этом режиме выявляются трещиноподобные дефекты, в том числе КРН, а также питтинговая коррозия.

В современном мире технического диагностирования широкое распространение получили ультразвуковые дефектоскопы, характеризующиеся высоким качеством используемых материалов, мощным программным обеспечением, интуитивным управлением и высокой скоростью контроля. Одним из таких дефектоскопов является ультразвуковой дефектоскоп STARMANS DIO 1000PA.

STARMANS DIO 1000PA – это высокочастотный ультразвуковой дефектоскоп на фазированных решетках, сочетающий в себе традиционные способы УЗК и современные технологии контроля с использованием дифракционно – временного и электромагнитно-акустического методов (рисунок).



Рисунок 2.6 – Ультразвуковой дефектоскоп STARMANS DIO 1000PA

Являясь флагманом в линейке ультразвуковых дефектоскопов чешской компании «STARMANS Electronics», DIO 1000PA обладает всеми известными

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		45

на сегодняшний день функциями современных приборов и выгодно отличается от конкурентов ценой и новаторскими решениями (рисунок 2.7).



Рисунок 2.7 – Проведение контроля ультразвуковым дефектоскопом компании «STARMANS Electronics»

Ультразвуковой дефектоскоп DIO 1000PA отличается повышенной способностью обнаружения дефектов, лучшей визуализацией проблемных участков с дополнительными преимуществами метода фазированных решеток.

Еще одним современным прибором является электромагнитно-акустический толщиномер А 1270, предназначен для измерения толщины изделий из стали и алюминиевых сплавов без применения контактной жидкости (рисунок 2.8).



Рисунок 2.8 – ЭМА толщиномер А1270

Используемые с толщиномером ЭМА преобразователи мало чувствительны к состоянию поверхности, поэтому поверхность объекта контроля не требует специальной подготовки, что значительно сокращает время подготовки к контролю. Прибор также позволяет работать через покрытие или с зазором (рисунок 2.9).



Рисунок 2.9 – Проведение измерений ЭМА толщиномером

В толщиномере A1270 реализована инновационная технология импульсного подмагничивания, преимуществом которой является отсутствие в ЭМА преобразователях постоянного магнита.

Результат измерения отображается в мм с точностью до второго знака после запятой. Прибор имеет возможность записывать и хранить результаты измерений в энергонезависимой панели. Накопленные данные по USB порту можно перенести на внешний компьютер для последующего документирования и распечатки. Графическая и текстовая информация отображаются на жидкокристаллическом экране с подсветкой для работы при слабом освещении.

Преимущества ультразвуковой дефектоскопии:

- Высокая точность и скорость исследования;
- Безопасность специалиста при проведении контроля;

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		47

- Высокая мобильность вследствие применения портативных ультразвуковых дефектоскопов;
- Возможность проведения ультразвукового контроля в процессе эксплуатации (в отдельных случаях);
- Высокая наглядность и удобство работы с дефектоскопами на фазированных решетках;
- Сохранение первоначальных характеристик исследуемого образца;
- Возможность контроля трубопровода без предварительной подготовки поверхности и контактной жидкости при использовании ЭМА преобразователей.

Недостатками данного метода контроля являются:

- Необходимость в качественной подготовке поверхности объекта исследования при использовании пьезоэлектрических преобразователей, поскольку даже малый воздушный зазор может стать преградой для распространения ультразвуковых колебаний, так как воздух обладает большим акустическим сопротивлением;
- Высокая стоимость оборудования;
- Необходимость нанесения на контролируемый участок изделия после его зачистки непосредственно перед выполнением контроля контактных жидкостей (специальные гели, глицерин, машинное масло, и др.) для обеспечения стабильного акустического контакта
- Трудности при ультразвуковом контроле металлов с крупнозернистой структурой в связи с затуханием и рассеиванием ультразвукового импульса;
- Отсутствие регистрации реального размера объекта;
- Невозможность выявления некоторых видов дефектов вследствие их особой формы или пространственного расположения в объекте контроля.

2.4.3.2 Акустико-эмиссионный метод

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		48

Акустико-эмиссионный метод – это пассивный метод акустического контроля, основанный на обнаружении упругих волн напряжения в твердых телах, возникающих при локальной динамической перестройке их структуры. Главными источниками АЭ являются процессы пластической деформации, связанные с появлением, движением и исчезновением дефектов кристаллической решетки: появление и развитие микро- и макротрещин; трение (в том числе поверхностей разрывов друг о друга); фазовые (например, аллотропические) превращения в твердом теле [17].

В основе механизма акустико-эмиссионного метода лежит нагружение исследуемого образца внешней силой, которая будет воздействовать и деформировать твердое тело. Существует несколько механических способов создания этой силы – подвергнуть материал нагрузке силой, давлением или температурным полем.

При воздействии на объект происходит перестройка решетки и изменение межатомных расстояний и разрыв связей между атомами, в результате атомы начинают колебаться относительно своего исходного положения в месте разрыва межатомной связи. Следствием колебаний является зарождение упругой волны.

Самые распространенные виды упругих волн - продольные, поперечные, поверхностные (волны Релэ) и нормальные (волны Лэмба). Процесс разрыва быстро затухает, поэтому упругое колебание имеет форму короткого импульса, которые и улавливаются датчиками.

Метод акустической эмиссии позволяет проводить диагностирование технического состояния трубопровода дистанционным способом. На всем протяжении обследуемого участка трубопровода через равные промежутки устанавливаются преобразователи акустической эмиссии (ПАЭ). Схема расположения ПАЭ показана на рисунке 2.10.

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		49



Рисунок 2.10 – Схема расположения преобразователей акустической эмиссии

На расчётных местах установки датчиков обеспечивают качественный контакт между ПАЭ и телом трубы путем тщательной очистки до чистого металла с установкой ПАЭ на магнитных прижимах через слой контактной жидкости. При проведении метода АЭ используют частоты от 10 до 40 КГц.

Для проведения эмиссионных работ рекомендуется использовать частоты 10 – 40 кГц. расчет расстояния между датчиками производят по радиус зоны уверенного приема сигнала, определяемый по кривой затухания упругих колебаний в материале трубы.

Результатом контроля служат идентифицированные дефекты, классифицированные по степеням опасности. Различают 4 класса – I, II, III и IV [18].

Современным прибором для акустико-эмиссионного контроля является универсальный прибор компании «Интерюнис» – «UNISCOPE». Прибор имеет два широкополосных аналоговых входа для подключения традиционных чувствительных элементов типа пьезоэлектрических преобразователей и два универсальных входа для подключения внешних регистрирующих блоков с помощью цифровых интерфейсов. В базовом варианте «UNISCOPE» представляет собой 2-х канальный прибор регистрации АЭ-импульсов, с возможностью линейной локации источников (рисунок 2.11).

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		50



Рисунок 2.11 – Акустико-эмиссионный прибор «UNISCOPE»

Данный прибор позволяет производить акустико-эмиссионный неразрушающий контроль промышленного трубопровода в процессе его эксплуатации.

Главными достоинствами универсального прибора «Uniscope» являются:

- Малая масса и оптимальная эргономика для работы в полевых условиях;
- Высокий современный уровень аппаратного и программного обеспечения;
- Два широкополосных универсальных измерительных канала и два цифровых входа для подключения внешних измерительных блоков;
- Графическое отображение результатов измерений на цветном LCD дисплее;
- Продолжительное время работы от двух встроенных аккумуляторов.

Преимущества акустико-эмиссионного метода диагностирования:

- Классификация обнаруженных дефектов по степени их опасности
- оценка влияния действия дефекта на трубопровод;

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		51

– Высокая чувствительность к растущим дефектам и регистрация прироста трещины до долей миллиметров;

– Интегральность метода – мониторинг всего ОК при помощи нескольких ПАЭ;

– Определение остаточного ресурса трубопровода по результатам контроля;

– Возможность определения утечек в диагностируемом трубопроводе.

Недостатки данного метода:

– Сложность выделения полезного сигнала из помех;

– Неточность результатов диагностики при наличии посторонних шумов;

– Сложность расшифровки результатов контроля;

– Отсутствие информации о размерах и виде обнаруженного дефекта;

– Контактный метод – необходимость установки датчиков непосредственно на поверхность трубопровода.

2.4.4 Магнитные методы

Магнитная дефектоскопия представляет собой комплекс методов неразрушающего контроля, применяемых для обнаружения дефектов в ферромагнитных металлах. К дефектам, выявляемым магнитным методом, относят такие дефекты как: трещины, волосовины, неметаллические включения, несплавления, флокены, непроваров сварных соединений, закатов, надрывов. Выявление дефектов возможно в том случае, если они выходят на поверхность изделия или залегают на малой глубине (не более 2 – 3 мм) [19].

Магнитные методы основаны на изучении магнитных полей рассеяния вокруг изделий из ферромагнитных материалов после намагничивания. В местах расположения дефектов наблюдается перераспределение магнитных потоков и их искажение вследствие различия магнитных свойств дефектов и окружающего их металла (рисунок 2.12).

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
						52
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

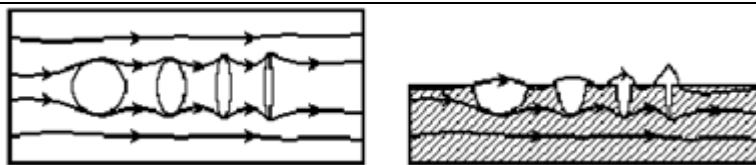


Рисунок 2.12 – Влияние дефектов на распределение магнитного поля внутри и снаружи образце

Для выявления и фиксации искажений (потоков рассеяния) над дефектами в нефтегазовой отрасли используются различные методы.

Согласно [19], для технической диагностики промышленных трубопроводов используются следующие магнитные методы: магнитопорошковый, магнитографический, магнитоферрозондовый, индукционный, магнитной памяти металла и бесконтактную магнитометрическую диагностику.

2.4.4.1 Магнитопорошковый метод

Данный метод является одним из самых распространенных методов магнитной дефектоскопии является магнитопорошковый метод.

Магнитопорошковый метод неразрушающего контроля основан на явлении притяжения частиц магнитного порошка магнитными потоками рассеяния, возникающими над дефектами в намагниченных объектах контроля.

Чувствительность контроля зависит от различных факторов, в том числе от магнитных характеристик исследуемого материала, формы, размеров и шероховатости объекта контроля напряженности приложенного поля, местоположения и ориентации дефектов и свойств магнитного порошка. Согласно [20], устанавливаются 3 условных уровня чувствительности (А, Б, В). Они характеризуются минимальной шириной раскрытия и минимальной протяженностью выявляемого дефекта.

Магнитопорошковый метод включает в себя следующие операции:

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		53

- Подготовка к проведению контроля;
- Намагничивание;
- Нанесение дефектоскопического материала;
- Осмотр поверхности и регистрация индикаторных рисунков;
- Размагничивание.

Магнитопорошковый метод контроля может осуществляться двумя различными способами, выбор которого зависит от магнитных свойств материала изделия и требуемой чувствительности:

- Способ остаточной намагниченности - порошок наносят после снятия намагничивающего поля.
- Способ приложенного поля - намагничивание и нанесение порошка осуществляются одновременно.

Применяемые для контроля материалы могут иметь различные оттенки (от светло-серых и желтоватых до красно-коричневых и черных) в зависимости от цвета контролируемой поверхности.

Нанесение магнитного материала осуществляют следующими способами:

- С использованием магнитного порошка (сухой способ);
- С использование магнитной суспензии (влажный способ);
- С использование магнитогумированной пасты.

Сухой порошок равномерно распределяется на поверхности при помощи распылителей или погружением изделия в емкость с порошком. Суспензия наносится путем полива или погружения изделия в ванну. Аэрозольные баллончики, содержащие суспензии магнитных материалов на водной или масляной основе, удобны в использовании и портативны.

В процессе проведения контроля частицы материала намагничиваются и под действием результирующих сил образуют скопления в виде полосок (валиков). После формирования индикаторной картинки из осевшего порошка

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
						54
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

осуществляется осмотр контролируемого изделия. При визуальном осмотре могут быть использованы оптические устройства, позволяющие увеличить изображение [20].

После проведения контроля выполняется размагничивание трубопровода с помощью демагнитизаторов.

Преимущества магнитопорошкового метода неразрушающего контроля:

- Небольшая трудоемкость;
- Высокая производительность;
- Возможность обнаружения поверхностных и подповерхностных дефектов;
- Выявление как полых несплошностей, так и дефектов, заполненных инородным веществом.

Недостатки магнитопорошкового метода:

- Возможность контроля только изделий, выполненных из ферромагнитных материалов;
- Необходимость использования специализированного оборудования;
- Низкая автоматизация процесса;
- Невозможность обнаружения подповерхностных дефектов, расположенных на глубине более 2 мм от поверхности, а также дефектов под немагнитными покрытиями.

2.4.4.2 Магнитографический метод

Магнитографический метод контроля служит для выявления в стыковых сварных швах трубопроводов из ферромагнитных сталей наружных и внутренних трещин, непроваров, цепочек шлаковых включений и пор, а также других инородных включений, резко отличающихся по своим магнитным свойствам от металла сварного соединения.

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
						55
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Сущность этого метода заключается в намагничивании контролируемого участка сварного шва и околошовной зоны с одновременной записью магнитного поля на магнитную ленту (рисунок 11.11, а) и последующем считывании полученной информации с нее специальными воспроизводящими устройствами магнитографических дефектоскопов (рисунок 2.13).

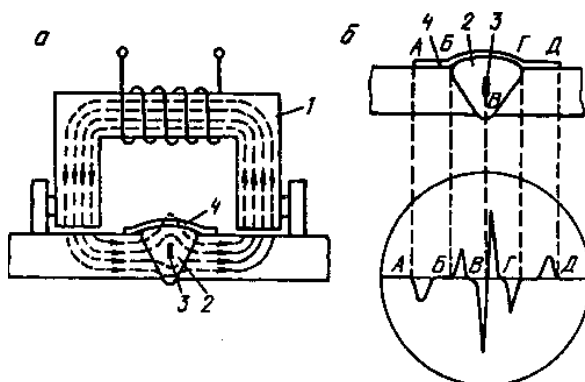


Рисунок 2.13 – Принцип действия магнитографического метода:

1 - намагничивающее устройство, 2 - сварной шов, 3 - дефект, 4 - магнитная пленка

Методика магнитографического контроля включает следующие операции:

1. Осмотр и подготовка поверхности контролируемого изделия;
2. Наложение на шов отрезка магнитной ленты;
3. Намагничивание контролируемого изделия при оптимальных режимах в зависимости от типа намагничивающего устройства, толщины сварного шва и его магнитных свойств.

4. Расшифровка результатов контроля.

Чувствительность магнитографического контроля зависит от размеров, формы, глубины и ориентации дефектов, геометрии поверхности, параметров считывающей головки дефектоскопа и типа магнитной ленты. Магнитографией наиболее уверенно выявляются трещины, непровары, несплавления, а также протяженные дефекты в виде цепочек шлака [21].

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		56

2.4.4.3 Магнитоферрозондовый метод

Магнитоферрозондовый (феррозондовый) метод основан на регистрации магнитных полей феррозондовыми преобразователями, в которых происходит взаимодействие измеряемого поля и собственного поля возбуждения. Метод служит для выявления поверхностных и подповерхностных (лежащих в толще металла) дефектов типа нарушений сплошности: волосовин, трещин, раковин и закатов.

Чувствительность метода определяется магнитными характеристиками материала контролируемого изделия, его формой, габаритными размерами, способом контроля и видом намагничивания, чувствительностью применяемого преобразователя и электронной аппаратуры, а также магнитным полем рассеяния дефекта [22].

В качестве чувствительного элемента выступает феррозондовый преобразователь, который предназначен для измерения и индикации постоянных и медленно меняющихся магнитных полей и их градиентов. Феррозонд представляет собой два пермалловых сердечника (сплав железа и никеля (45—82 % Ni)) с первичными обмотками (для возбуждения магнитного поля) и вторичными обмотками (для измерения магнитного поля) на каждом сердечнике (рисунок 2.14). Действие феррозонда основано на изменении магнитного состояния ферромагнетика под воздействием двух магнитных полей разных частот.

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		57

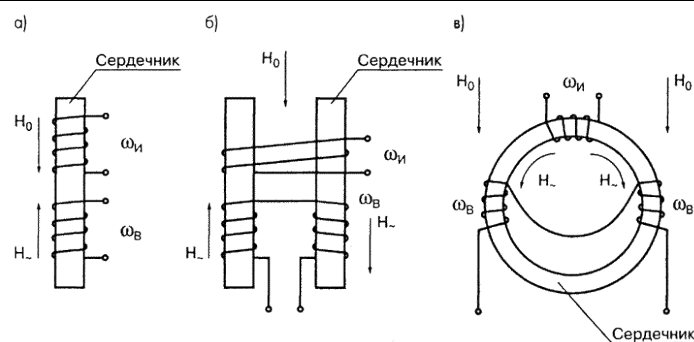


Рисунок 2.14 Феррозонды различных видов

Феррозондовый метод контроля предусматривает следующие технологические операции:

- Подготовка изделия к контролю;
- Намагничивание контролируемого изделия;
- Сканирование и получение сигнала от дефекта;
- Разбраковка;
- Размагничивание.

В процессе контроля производят циркулярное, продольное (полюсное) или поперечное (полюсное) намагничивание трубопровода специализированными стационарными электромагнитными или приставными устройствами с постоянными магнитами. При этом феррозонд устанавливают на поверхность трубопровода и плавно перемещают так, чтобы его нормальная ось была перпендикулярна поверхности контроля, а продольная была направлена вдоль линии сканирования. Перемещение феррозонда осуществляют без перекосов, наклонов и отрывов от поверхности ОК с требуемым шагом сканирования и скоростью, например, 8 см/с. (рисунок 2.15)

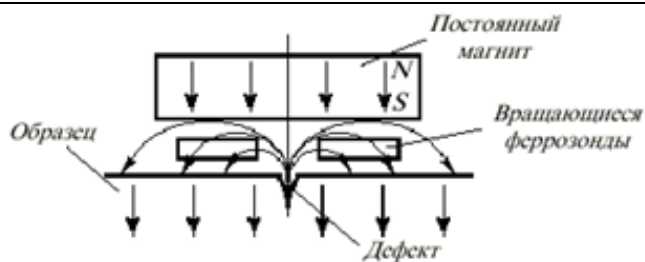


Рисунок 2.15 – Процесс контроля магнитоферрозондовым методом

При наличии дефекта в контролируемом изделии вблизи от него образуется рассеянное им магнитное поле, силовые линии которого будут замыкаться через пермалловые сердечники феррозондов. Взаимодействие этих полей в объёме пермалловых сердечников приводит к появлению в другой обмотке ЭДС, по значению которой судят о параметрах дефекта (размерах, глубине залегания) [23].

Метод феррозондов позволяет создавать полностью автоматизированные установки, обладающие достаточно высокой производительностью. Недостаток его заключается в мешающем контролю влиянии структурных неоднородностей и механических напряжений объектов контроля.

2.4.4.4 Индукционный метод

Индукционный метод основан на том, что выявление полей рассеяния в намагниченном контролируемом металле осуществляется с помощью катушки с сердечником, которая питается переменным током. Потoki рассеяния от обнаруженного дефекта возбуждают ЭДС, которая усиливается, преобразовывается в звуковые сигналы и подается на записывающее устройство. Индукционный метод используется для выявления трещин, непроваров, включений при контроле сварных швов.

В индукционном дефектоскопе (рисунок 2.16) выходной сигнал индукционного преобразователя (катушки провода с сердечником или без

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		59

него) зависит от скорости изменения напряжённости измеряемого магнитного поля.

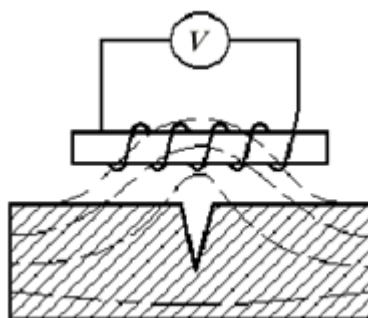


Рисунок 2.16 - Схема работы магнитоиндукционного дефектоскопа

Так как пассивный индукционный датчик регистрирует лишь изменение магнитного потока, пронизывающего его витки, то для обнаружения дефектов с помощью индукционного дефектоскопа необходимо обеспечить взаимное перемещение преобразователя и контролируемого объекта либо с помощью специального сканирующего устройства, либо путём протягивания изделия (транспортировка на конвейере) относительно преобразователя [23].

2.4.4.5 Метод магнитной памяти металла

Метод магнитной памяти металла (МПМ) относится к пассивному феррозондовому магнитному методу, принцип действия которого основан на анализе распределения собственного магнитного поля рассеяния на поверхности изделий с целью определения зон концентрации напряжений, дефектов и неоднородности структуры металла и сварных соединений [24].

При проведении контроля используют естественную намагниченность, сформировавшуюся в процессе изготовления изделия в магнитном поле Земли. Для оборудования, находящегося в эксплуатации, магнитная память проявляется в необратимом изменении намагниченности металла в направлении действия максимальных напряжений от рабочих нагрузок – «самонамагничивание».

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		60

Методом МПМ определяют:

– зоны концентрации напряжений - основные источники развития повреждений;

– микро и макро-дефекты на поверхности и в глубинных слоях металла.

Данный метод относится к методам ранней диагностики усталостных повреждений оборудования. При использовании метода МПМ оборудование и конструкции контролируются в процессе эксплуатации [25].

Для проведения контроля трубопровода методом магнитной памяти используют различные приборы, одним из которых является измеритель концентрации напряжений ИКН-3М-12 (рисунок 2.17) [26].



Рисунок 2.17 - Измеритель концентрации напряжений ИКН-3М-12

Приборы типа ИКН являются уникальными средствами измерений на основе феррозондовых преобразователей. Уникальность данных приборов заключается в определении ЗКН - основных источников развития повреждений оборудования, а также в конструктивных особенностях.

Принцип действия прибора ИКН-3М-12 основан на фиксации импульсов тока в обмотке феррозонда при помещении его в магнитное поле рассеяния (МПР) приповерхностного пространства объекта контроля. В

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		61

качестве датчиков для измерения напряженности МПР использованы от 2 до 16 феррозондовых преобразователей (рисунок 2.18).

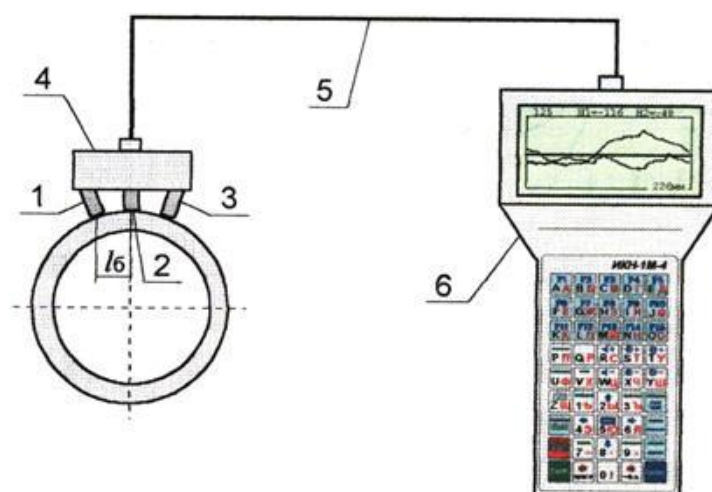


Рисунок 2.18 - Схема контроля трубопроводов трёхканальным датчиком:

1, 2, 3 - феррозондовые преобразователи; 4 - сканирующее устройство с датчиком измерения длины; 5 - соединительный кабель; 6 - прибор ИКН-1М с блоком памяти 4 Мб и экраном для отображения графической информации; l_b - базовое расстояние между датчиками

Преимущества МПМ:

- Отсутствие специальных намагничивающих устройств в связи с использованием принципа «самонамагничивания» металлических контрукций в процессе их работы;
- Точность определения ЗКН;
- Контроля трубопровода без нарушения процесса эксплуатации;
- Проведение мониторинг без подготовки поверхности ОК;
- Мобильность и автономность используемых приборов;
- Высокая скорость диагностики.

Недостатки метода:

- Контактный метод - необходимость в шурфовке трубопровода;
- Высокая стоимость применяемой аппаратуры;
- Невозможность определения полных характеристик дефектов.

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		62

2.4.4.6 Магнитометрический метод

Магнитометрический метод является бесконтактным методом контроля промышленных трубопроводов. Основан на регистрации и анализе аномалий напряженности магнитного поля, возникающих в зонах концентрации продольных и поперечных напряжений, в зонах пластической деформации, изменения структуры металла на участках предразрушения и разрушения металла [27].

Метод обеспечивает обнаружение и регистрацию дефектных участков трубопроводов и позволяет классифицировать зарождающиеся и развивающиеся дефекты по степени опасности.

Данный метод использует принцип метода магнитной памяти, основанный на измерении напряженности магнитного поля Земли, обусловленного изменением собственного магнитного поля трубопровода, находящегося под землей, в зонах концентрации напряжений (ЗКН) и в зонах развивающихся коррозионно-усталостных повреждений. Анализ изменений магнитного поля позволяет выявлять места напряженно-деформированного состояния, неоднородности металла [24].

Обследование трубопровода производится с помощью прибора-измерителя концентрации напряжений, например, вышерассмотренного прибора ИКН-3М-12, и специализированных датчиков без прямого доступа к поверхности металла (без шурфования, без снятия изоляции и без зачисток поверхности трубопроводов).

На рисунках 2.19 и 2.20 показан измерительный комплекс для бесконтактного магнитометрического метода диагностики трубопроводов, расположенных под слоем грунта [28].

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		63



Рисунок 2.19 - Внешний вид сканирующего устройства:

1 - дорожное колесо; 2 - узел счета длины; 3 - узел крепления датчика; 4 - датчик; 5 - ручка; 6 - узел крепления измерительного прибора; 7 - складная опорная стойка; 8 - универсальная головка



Рисунок 2.20 - Использование сканирующего устройства

Приборы-измерители концентрации напряжений по принципу работы являются многоканальными феррозондовыми магнитометрами. Дефекты трубопровода приводят к изменению собственного магнитного поля, что отражается на диаграмме, полученной прибором при сканировании вдоль трассы трубопровода. Чем больше изменения магнитного поля, тем выше градиент вызванной аномалии в магнитном поле.

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		64

Результатом обследования технического состояния трубопровода является получение магнитограмм, на которых отображена напряженность собственного магнитного поля трубопровода и ее изменения, возникающие по причине различного рода аномалий (рисунок 2.21) [29].

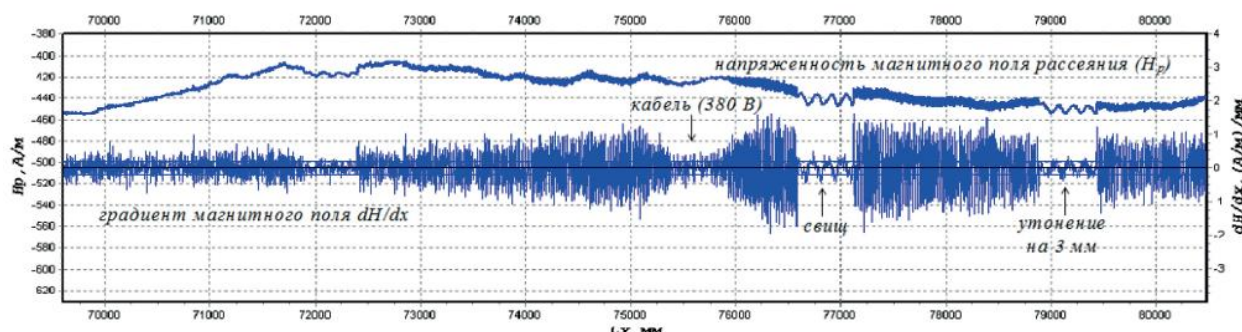


Рисунок 2.21 - Магнитограмма с аномалиями на исследуемом трубопроводе.

По оси абсцисс L_x – длина контролируемого участка трубопровода; по оси ординат: слева dH/dx – градиент магнитного поля (А/м); справа H_r – напряженность магнитного поля рассеяния ((А/м)/мм)

Преимущества данного метода контроля:

- Оперативность оценки состояния обследуемого трубопровода;
- Предварительная шурфовка, снятие изоляции и подготовка поверхности трубопровода не требуется;
- Мониторинг трубопровода в процессе его эксплуатации;
- Высокая скорость обследования;
- Классификация обнаруженных дефектов по степени опасности;
- Обнаружение местоположения зон повышенной концентрации напряжений с высокой точностью (до 1 мм);
- Использование портативного и удобного оборудования при проведении контроля.

Недостатки бесконтактного магнитометрического метода диагностики:

- Сложность расшифровки полученных данных по видам повреждений;

- Слабая помехозащищенность;
- Невозможность определения типа дефекта и его параметров;
- Трудоемкость проведения контроля на этапе сбора информации об объекте;

Контроль объектов, выполненных только из ферромагнитных материалов.

2.4.5 Радиационные методы контроля

Радиационный контроль – это вид неразрушающего контроля, основанный на регистрации и анализе ионизирующего излучения после его взаимодействия с объектом контроля. Данный контроль применяют для выявления в основном металле труб и сварных соединениях трещин, непроваров, пор, шлаковых, вольфрамовых, окисных и других включений [30].

Радиационный контроль не позволяет обнаруживать трещины, несплошности металла и инородные включения в связи с возможным засвечиванием области дефекта и отсутствии дефекта на радио пленке.

Основными элементами радиационного контроля являются (рисунок 2.22):

- Источник ионизирующего излучения;
- Объект контроля;
- Детектор.

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		66

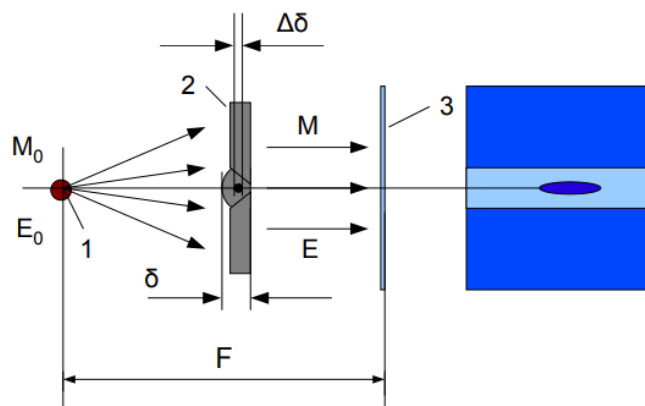


Рисунок 2.22 - Схема просвечивания ОК: 1 – источник; 2 – изделие; 3 – детектор

При прохождении через изделие ионизирующее излучение поглощается и рассеивается. Степень ослабления зависит от толщины δ и плотности ρ контролируемого объекта, а также интенсивности M и энергии E излучения. При наличии в веществе внутренних дефектов размером $\Delta\delta$ изменяются интенсивность и энергия пучка излучения. На рис. видно, что засветка детектора (более темный участок) происходит больше в том месте, куда попало больше квантов ионизирующего излучения (в месте дефекта).

Согласно источнику [31], методы радиационного контроля различаются способами детектирования дефектоскопической информации и делятся на радиографические, радиоскопические, и радиометрические (рисунок 2.23).

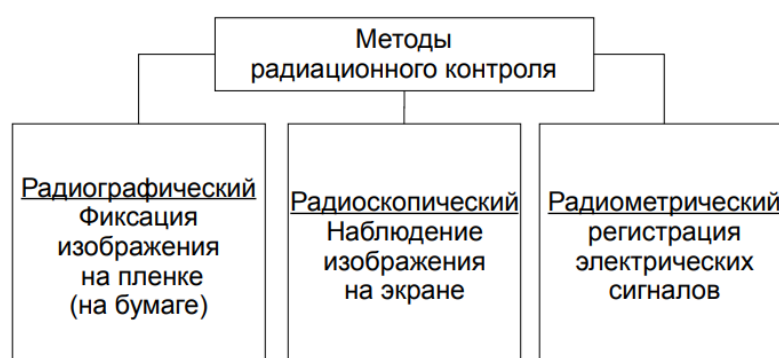


Рисунок 2.23 - Классификация методов радиационного контроля

Радиографические методы преобразуют результаты контроля в радиографический снимок или производят запись полученного изображения на запоминающем устройстве. Является наиболее распространённым из-за простоты предоставляемых результатов и фиксации обнаруженного дефекта на пленке. Радиографические методы подразделяются на пленочную радиографию и ксерорадиографию (электрорадиографию).

В **радиоскопическом методе** (радиационной интроскопии) радиационное изображение ОК преобразуется в изображение на экране радиационно-оптического преобразователя с одновременным анализом полученного изображения. Повышенная достоверность является главным достоинством данных методов, однако наблюдается несколько меньшая чувствительность контроля по сравнению с радиографическими методами.

Методы **радиометрической дефектоскопии** при просвечивании ОК ионизирующим излучением преобразуют результаты контроля в электрические сигналы различной величины и длительности. Данные методы позволяют обеспечить проведение непрерывного контроля объекта, высокую автоматизацию процесса мониторинга и достоверность результатов за счет высокой чувствительности аппаратуры.

Основные направления радиационной дефектоскопии – рентгено- и гамма- дефектоскопия. Главным различием между ними является использование разных источников ионизирующих излучений, в остальном данные методы схожи и имеют общую методику проведения диагностирования трубопроводов.

2.4.5.1 Рентгенографический метод

Наиболее используемым методом радиационного контроля является рентгенографический контроль, при котором генерирование рентгеновского излучения происходит с помощью рентгеновской трубки, в которой излучение возникает при взаимодействии быстрых электронов с атомами вещества

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

анода, а регистрация изображения осуществляется с помощью детектора излучения — на пленке или пластине.

Радиографический контроль сварных соединений при настроенной аппаратуре проводится достаточно просто [32]:

1. На первом этапе изделие подготавливают к просвечиванию, для чего нужна очистка поверхности от шлака и других лишних предметов;
2. Затем изделие помещается так, чтобы шов находился между излучателем и приемником машины;
3. После этого идет включение лучей аппарата, которые проходят сквозь металл шва и попадают на датчик с другой стороны (рисунок 2.24);



Рисунок 2.24 – Принцип действия рентгенографического метода

4. Затем датчик считывает полученную информацию и выводит данные на экран или на специальную пленку, где их можно сохранить для дальнейшего использования (рисунок 2.25).

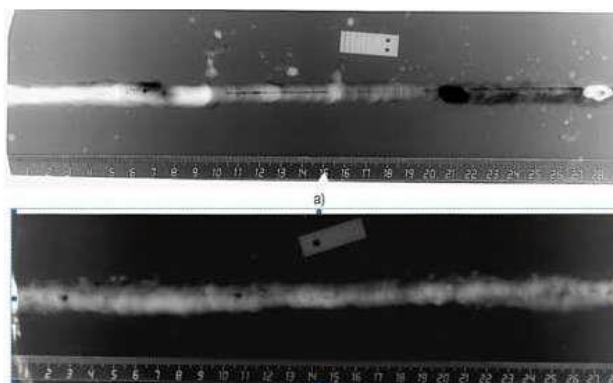


Рисунок 2.25 – Результаты контроля на пленке

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		69

Для проведения диагностики рентгенографическим методом используют рентгенографические аппараты. Одним из самых высокотехнологичных и надежных рентгеноаппаратов является портативный рентгеновский аппарат серии ERESKO MF4 компании General Electric (рисунок 2.26).



Рисунок 2.26 - Рентгеновский аппарат серии ERESKO MF4

Диапазон установки напряжения в аппарате ERESKO MF4 составляет от 5 до 300 кВ, что позволяет просвечивать сталь толщиной до 52 мм с фокусного расстояния 700 мм за 10 минут на пленку AGFA D7. Аппарат оснащен панорамной рентгеновской трубкой, которая незаменима для применения внутри труб или для установки на кроулер, и позволяет получить изображение просвечиваемого объекта на одном снимке.

К преимуществам рентгеновских дефектоскопов можно отнести: более высокую мощность и возможность ее регулировки, долговечность, и как правило, более резкое и контрастное изображение. Из недостатков стоит выделить высокую стоимость, большие габариты и большую опасность для персонала.

Для просмотра радиографических снимков, а также фотопластин и фотопленок используют негатоскопы. Основными его элементами являются

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

корпус, лампы (флюоресцентные, люминесцентные или светодиодные), смотровой экран, пускорегулирующие приспособления и крепежная арматура (рисунок 2.27).



Рисунок 2.27 - Негатоскоп Циклон XRS 80/5

Современные модели негатоскопов могут быть оснащены дополнительными опциями (встроенные системы охлаждения и тепловой защиты, режимы быстрого включения и временного гашения) и/или иметь усиленный функционал. К подобным моделям относится светодиодный негатоскоп Циклон XRS 80/5, отличающийся повышенной яркостью.

2.4.5.2 Гаммаграфический метод

При использовании гамма-лучей в качестве ионизирующего излучения используют гамма – дефектоскопы [33]. Хорошо зарекомендовал себя гамма – дефектоскоп Гаммарид 192/120 МД (рисунок 2.28).

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		71



Рисунок 2.28 - Гамма – дефектоскоп Гаммарид 192/120 МД

Прибор предназначен для радиографического контроля металла толщиной до 70 мм и сварных соединений с применением источников ионизирующих излучений на основе следующих радионуклидов: Селен-75, Иридий-192 и Кобальт-60.

Гаммарид 192/120 МД обеспечивает панорамное и фронтальное просвечивание. Сравнительно небольшие размер и вес радиационной головки, с возможностью перемещения источника в ампулопроводе делают гамма-дефектоскопы исключительно удобными для работы в полевых, труднодоступных и затесненных условиях. Современная система блокировки источника и урановый блок защиты обеспечивают повышенную безопасность эксплуатации дефектоскопов.

Несмотря на то что контроль сварных соединений рекомендуется проводить именно рентгеновскими аппаратами, которые по сравнению с гамма-дефектоскопами позволяют обеспечить более высокое качество радиографических снимков, у гамма-дефектоскопов так же есть ряд достоинств, среди которых низкая стоимость, меньшие габариты и малый оптический фокус. Основными недостатками являются невозможность регулировки мощности, меньшая контрастность, постепенное затухание активности источника и необходимость его замены.

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		72

Преимущества радиационных методов контроля промышленных трубопроводов:

- Один из самых точных методов неразрушимого контроля сварных швов, предназначенный для ответственных объектов;
- Позволяет выявлять скрытые дефекты;
- Благодаря ему можно точно определить размеры и место расположения проблемного участка;
- Оперативность проведения контроля;

Основными *недостатками* радиационных методов являются:

- Сложен в исполнении, так что не каждому человеку и организации он доступен;
- Требуется применения дорогостоящего оборудования;
- Необходимо использовать уникальные расходные материалы;
- Представляет опасность для здоровья человека, так как работа ведется с вредными излучениями.

2.4.6 Тепловые методы контроля

Методы теплового вида контроля основаны на взаимодействии теплового поля объекта с термометрическим чувствительным элементом (термопарой, болометром, термоиндикаторами и т.п.), преобразования параметров поля (интенсивности, температурного градиента, контраста, лучистостей и др.) в параметры электрического или другого сигнала и передаче его на регистрирующий прибор [34].

Тепловые методы контроля для диагностики трубопроводов чаще всего используют в комбинации с другими методами неразрушающего контроля для получения более точных результатов.

Согласно [34], различают активные и пассивные методы теплового контроля.

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		73

При активном контроле объект подвергают воздействию от внешнего источника энергии. В общем случае он предназначен для обнаружения дефектов типа нарушения сплошности в трубопроводе (трещин, пористости, расслоений, инородных включений), а также изменений в структуре и физико-химических свойствах (неоднородность структуры, теплопроводность структуры, теплоемкость и коэффициент излучения).

При пассивном контроле объект не подвергают воздействию от внешнего источника энергии. Он предназначен для обнаружения отклонений от заданной формы и геометрических размеров трубопровода и контроля его теплового режима.

В зависимости от способа измерения температуры, приборы теплового контроля разделяют на: контактные и бесконтактные.

В настоящее время, наиболее распространёнными приборами для контактного измерения температуры являются: термопары, металлические и полупроводниковые сопротивления, термоиндикаторы, термокарандаши, манометрические и жидкостные термометры. К бесконтактным приборам теплового контроля относятся тепловизоры, термографы, квантовые счетчики, радиационные пирометры и др.

Большое распространение в диагностике промышленных трубопроводов получил метод термографии, который относится к пассивным бесконтактным методам теплового диагностирования [35]. Сущность метода заключается в получении термограммы - изображения в инфракрасных лучах (рисунок 1), показывающего картину распределения температурных полей на поверхности контролируемого объекта с помощью специального прибора – тепловизора. (рисунок 2.29)



Рисунок 2.29 – Тепловизор NEC R300SR

Тепловизор - устройство для наблюдения за распределением температуры исследуемой поверхности.

Тепловизионный контроль позволяет дистанционно выявлять места критического изменения температур трубопровода, свидетельствующие об утечке продукта, изоляционном или ином повреждении.

Тепловизоры обеспечивают проведение локального технического диагностирования трубопровода, запорной арматуры и т.п. на конкретном участке (рисунок 2.30).

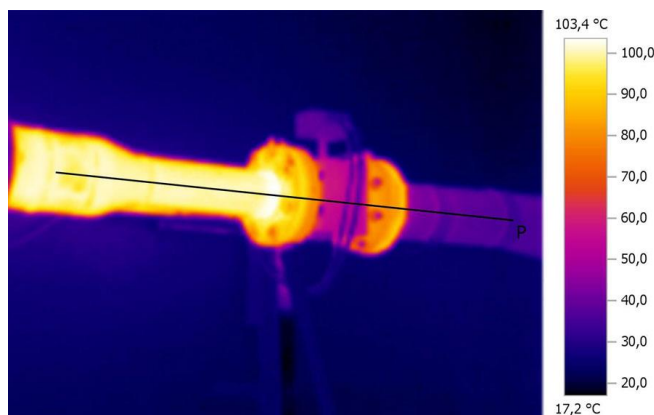
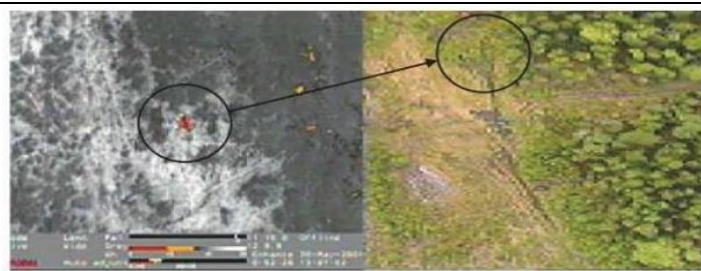


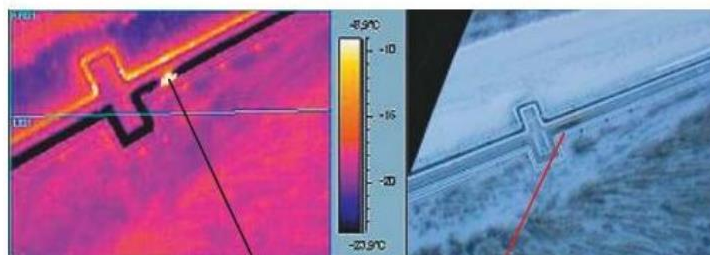
Рисунок 2.30 – Результаты обследования

Данный прибор можно также использовать для мониторинга трассы промышленных трубопроводов, проложенных способами надземной и подземной прокладки, с применением авиации, например, на вертолетах с высоты до 500 метров и скоростью полета до 300 км/ч (рисунок 2.31).

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		75



Место утечки продукта



Место повреждения изоляции

Рисунок 2.31 Тепловизионный контроль трубопровода с вертолета

Одним из самых современных тепловизоров является NEC R300SR производства компании NEC (Япония) (рисунок 2.32). Тепловизор NEC R300SR обеспечивает высокий уровень качества инфракрасных изображений, имеет высокую надежность и дает возможность проводить работу быстро и легко.



Рисунок 2.32 - Тепловизор NEC R300SR

NEC R300SR обладает повышенной точностью, позволяет проводить диагностику трубопроводов на самом высоком метрологическом уровне. Тепловизор также имеет функцию совмещения изображения, видимого с инфракрасным с переменной прозрачностью (наложением альфа канала), что

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		76

делает съёмку тепловизором NEC R300SR еще более наглядной и информативной.

Данная модель характеризуется высокой температурной чувствительностью тепловизора - от 0.025 °C, высокой точностью измерений ± 1 °C; широким пространственным разрешением (0.6 мрад) и температурным диапазоном (-40...+500°C).

Главными *преимуществами* тепловых методов контроля являются:

- Высокая точность определения местоположения дефекта по температурному изменению дефектной области;
- Бесконтактный метод неразрушающего контроля – дистанционный мониторинг исследуемого объекта без его предварительной подготовки;
- Осуществления контроля подземных трубопроводов без шурфовки;
- Оперативность – высокая скорость работы в режиме реального времени;
- Наглядность и простота обработки результатов проведения контроля;
- Проведение диагностики трубопровода в процессе его эксплуатации;
- Мобильность аппаратуры и удобство пользования;
- Безопасность при проведении мониторинга.

Недостатки тепловых методов контроля:

- Обнаружение уже существующих дефектов трубопровода по утечке продукта перекачки, поврежденной изоляции и т.п. – нельзя обнаружить зарождающиеся и развивающиеся дефекты трубопровода;
- Невозможность определения типа дефекта;
- Зависимость результата контроля от условий окружающей среды.

2.4.7 Вихретоковый метод контроля

Вихретоковый метод неразрушающего контроля основан на анализе взаимодействия внешнего электромагнитного поля с электромагнитным

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		77

полем вихревых токов, создаваемых возбуждающей катушкой в электропроводящем объекте контроля (ОК) этим полем [36].

При вихретоковом контроле могут быть выявлены:

- ковочные, штамповочные, шлифовочные трещины, надрывы волосовины, поры, неметаллические и шлаковые включения;
- трещины, возникшие в трубопроводе при эксплуатации технических устройств и сооружений.

Вихретоковый метод позволяет производить контроль изделий, выполненных из электропроводящих материалов: металлов, сплавов, графита, полупроводников [37].

Принцип действия метода: индуцированные вихревые токи в теле ОК за счет воздействия переменного электромагнитного поля на ОК (рисунок 2.33).

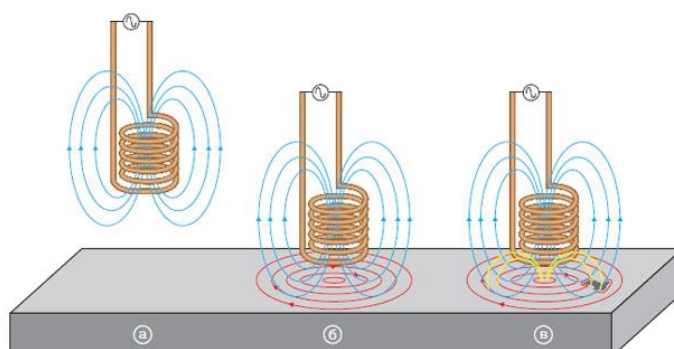


Рисунок 2.33 – Вихревые токи, возбуждаемые катушкой

Создание переменного магнитного поля осуществляется с помощью катушек индуктивности. Они создают собственное электромагнитное поле, которое противодействует внешнему полю. Появление поля вихревых токов фиксируется измерительной катушкой. Все нарушения однородности контролируемого изделия мгновенно увеличивают электрическое сопротивление поверхностного слоя металла, что приводит к ослаблению вихревых токов. Регистрации напряжения и сопротивления на катушках

позволяет получить исчерпывающую информацию о свойствах объекта, а также о его положении относительно преобразователя. Метод позволяет выявлять трещины глубиной 0,1–0,2 мм и протяженностью 2 мм.

Для проведения контроля методами вихревых токов используют вихретоковые дефектоскопы. Последней разработкой в направлении вихретоковой дефектоскопии является вихретоковый дефектоскоп ВД-90НП (рисунок 2.34) [38]. Он обладает высокой чувствительностью и способен выявлять дефекты глубиной от 0,1 мм на ферромагнитных и немагнитных материалах при зазоре между объектом и чувствительным элементом до 10 мм.



Рисунок 2.34 - Вихретоковый дефектоскоп ВД-90НП

Отличительной особенностью данного прибора является диапазон рабочей частоты от 100 Гц до 2МГц, что позволяет решить практически любую задачу вихретоковой дефектоскопии.

Дефектоскоп может работать как от аккумуляторов, так и от сети, а также имеется возможность подключения дополнительного внешнего аккумулятора для увеличения продолжительности автономной работы [34].

Основными *преимуществами* вихретокового метода являются:

- Высокая чувствительность к микроскопическим дефектам, которые находятся на поверхности либо в непосредственной близости от исследуемого участка металлического объекта;

Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата

- Возможность проведения бесконтактного контроля (измерения);
- Высокая производительность (возможность произведения контроля на высоких скоростях);
- Простота и дешевизна автоматизации;
- Безопасность при проведении контроля.

Недостатки вихретокового метода контроля:

- Возможное искажение одного параметра другими при организации многокоординатного контроля;
- Высокая чувствительность измерительной аппаратуры;
- Контроль только электропроводящих изделий;
- Относительно невысокая глубина контроля.

2.4.8 Капиллярный метод контроля

Капиллярные методы основаны на капиллярном проникании индикаторных жидкостей (пенетрантов) в полости поверхностных и сквозных несплошностей материала объектов контроля и регистрации образующихся индикаторных следов визуальным способом или с помощью преобразователя.

Данные методы предназначены для обнаружения поверхностных и сквозных дефектов в объектах контроля, определения их расположения, протяженности (для протяженных дефектов типа трещин) и ориентации по поверхности [39].

Они позволяют выявлять трещины, раскрытие которых 2 мм и более, а глубина более 0,02 м, контролировать объекты любых размеров и форм.

Главными дефектоскопическими материалами, применяемыми в капиллярных метода контроля, являются:

- И – пенетрант-индикатор;
- М – очиститель;
- Г – гаситель;
- П – проявитель пенетранта.

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
						80
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Индикаторный пенетрант (И) – это проникающая индикаторная жидкость, которая предназначена для заполнения полостей открытых поверхностных дефектов и для образования индикаторного следа, обнаруживаемого невооруженным глазом.

Очиститель от пенетранта (М) – состав, при нанесении которого происходит удаление индикаторного пенетранта с ОК. Основными очистителями, применяемыми для удаления пенетранта, являются поверхностно-активные вещества, спирты и т.д.

Гаситель пенетранта (Г) – вещество, предназначенное для устранения фоновой окраски при цветном методе контроля или люминесценции при люминесцентном методе контроля остатков индикаторного пенетранта на поверхности ОК. В качестве гасителя для люминесцентных пенетрантов используется смесь резорцина с изопропиловым спиртом.

Проявитель пенетранта (П) – состав, который служит для извлечения индикаторного пенетранта из полости дефекта. В результате происходит образование индикаторного следа и создание фона для легкого обнаружения местоположения дефекта. В качестве проявителя используют порошок, суспензию, краски, лаки, липкую ленту.

На основании источника [40], капиллярный метод неразрушающего контроля включает в себя 5 этапов:

1. Предварительная подготовка объекта к контролю;
2. Нанесение дефектоскопических материалов на поверхность ОК;
3. Проявление дефектов;
4. Выявление дефектов и их регистрация;
5. Очистка поверхности ОК.

При проведении контроля капиллярными методами, на предварительно очищенную от грязи, пыли, ржавчины, лакокрасочных покрытий поверхность ОК (1) (рисунок 2.35, а) наносят индикаторный пенетрант (3) (рисунок 2.35,

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		81

б), который способен проникать в дефекты (2) с присущим ему характерным цветовым тоном или люминесцирующий под действием ультрафиолетового излучения. Спустя определенное время, избыток пенетранта удаляют с поверхности ОК при помощи очистителей (рисунок 2.35, в). Следующим этапом является нанесение проявителя на ОК (4) (рисунок 2.35, г), который поднимает оставшийся в поверхностном дефекте пенетрант на поверхность (5). В результате пенетрант расплывается над дефектным участком, образуя индикаторный след определенной ширины. Этот след можно увидеть, пользуясь специальными приборами, или невооруженным глазом. Образующиеся индикаторные следы могут люминесцировать в ультрафиолетовых лучах или имеют окраску, вызываемую избирательным поглощением (отражением) части падающих на них световых лучей.

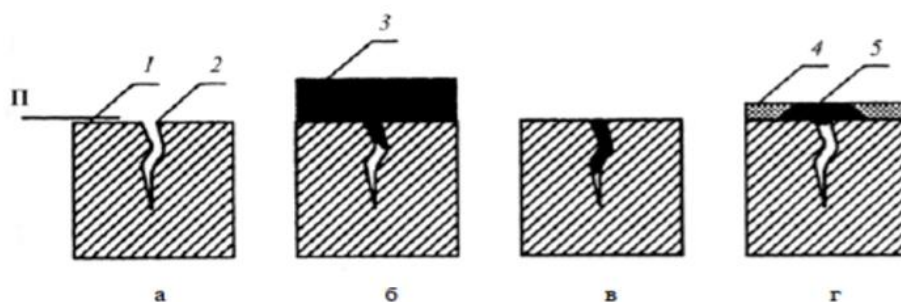


Рисунок 2.35 – Процесс обнаружения дефектов капиллярным методом контроля
а) 1 – контролируемая поверхность ОК с трещиной, П – поверхность ОК, 2 – дефект;
б) поверхность после нанесения пенетранта, 3 – пенетрант; в) трещина с оставшимся после очистки пенетрантом; г) поверхность после нанесения проявителя, 4 – проявитель - пенетранта, 5 – извлеченный пенетрант

Результат контроля оценивается визуально и может быть задокументирован с помощью фото- и видеоаппаратуры или перенесен на клейкую пленку (рисунок 2.36).

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		82

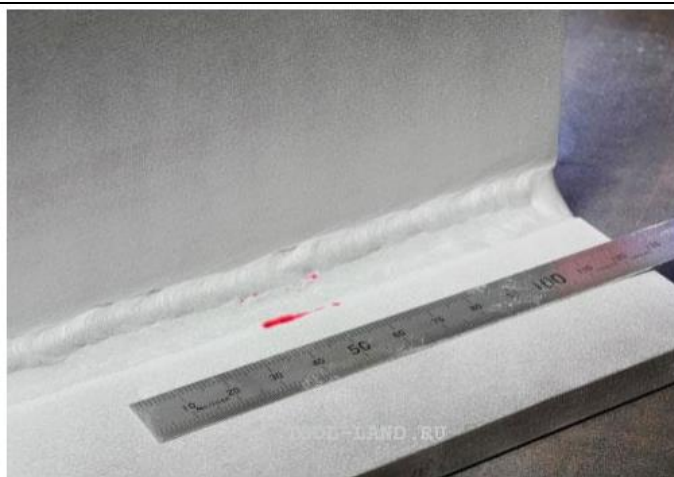


Рисунок 2.36 – Обнаружение дефекта применением капиллярной дефектоскопии

Достоинства методов капиллярного метода контроля:

- Высокие чувствительность и разрешающая способность;
- Относительно высокая достоверность контроля и наглядность его результатов;
- Возможность контроля деталей разной степени сложности, а также широких зон деталей в один прием;
- Возможность точно устанавливать место, направление, протяженность и иногда характер дефекта;
- Простота методики проведения контроля;
- Низкая стоимость используемых приборов и дефектоскопических материалов.

Недостатки методов КМК:

- высокая трудоемкость контроля при отсутствии механизации;
- возможность обнаружения только поверхностных дефектов;
- большая длительность процесса (до 0,5-1,5 ч);
- необходимость удаления лакокрасочных покрытий и тщательной предварительной очистки контролируемых деталей;
- зависимость от условий окружающей среды;

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
						83
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- вредность некоторых дефектоскопических материалов для персонала и необходимость использования защитных приспособлений и вентиляции;
- субъективность контроля, зависимость достоверности результатов от квалификации контролера;
- ограниченный срок хранения дефектоскопических материалов, зависимость их свойств от продолжительности хранения и температуры среды.

2.5 Внутритрубная диагностика

Внутритрубная диагностика (внутритрубная инспекция) представляет собой комплекс технологических операций, реализуемых путем пропуска внутри трубопровода специальных устройств – внутритрубных инспекционных снарядов (ВИС).

Она позволяет проводить обследование трубопроводов на всем ее протяжении как в процессе эксплуатации, так и для выполнения послемонтажного контроля, выявлять различного типа несовершенства и строительные дефекты в стенках труб, являющиеся потенциальными причинами аварий и инцидентов.

Внутритрубная инспекция является комплексной четырехуровневой интегральной системой диагностирования, которая позволяет выявлять местоположение и параметры определенных видов дефектов на соответствующем уровне:

- 1 уровень – обнаружение аномалий геометрии трубопровода;
- 2 уровень – определение дефектов в виде несплошностей металла (расслоения, включений) и дефектов типа потери металла (рисок, коррозии);
- 3 уровень – определение поперечно-расположенных трещиноподобных дефектов основного металла трубы и сварных швов;

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		84

4 уровень – определение продольных трещиноподобных дефектов, в том числе аномалий в сварных швах [41].

Для проведения внутритрубной инспекции с помощью ВИС исследуемый участок промышленного трубопровода должен быть оборудован камерами пуска и приема средств очистки и диагностики. Запорная арматура, отводы, врезки и тройники на исследуемом участке не должны препятствовать движению внутритрубных снарядов. Для отслеживания местоположения ВИС на трубопроводе устанавливают маркерные сигнальные передатчики с интервалом 1,5 – 2 км.

Внутритрубная диагностика включает в себя несколько этапов, при качественном выполнении которых обеспечивается получение наиболее точных и достоверных результатов.

На первом этапе диагностического обследования участка трубопровода производится очистка внутренней полости трубопровода от посторонних предметов и отложений с помощью очистных скребков (рисунок 2.37).



Рисунок 2.37 - Очистные скребки типа СО (слева) (НПЦ «ВТД») и СКР – 4 (справа) (АО «Транснефть - Диаскан»)

В процессе очистки трубопровода скребки запускают несколько раз в зависимости от степени загрязненности трубопровода до тех пор, пока не будет достигнута необходимая степень очистки внутренней полости обследуемого участка.

Для финальной очистки трубопровода предусмотрен запуск очистных поршней с магнитными щетками (рисунок 2.38) для улавливания металлических частиц.

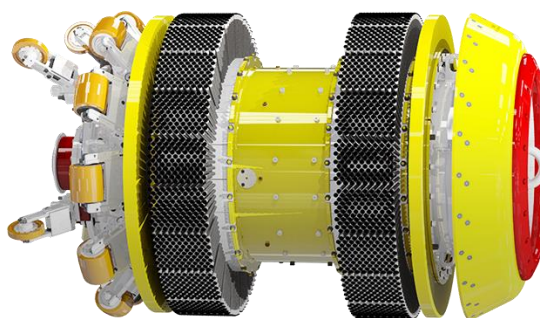


Рисунок 2.38 – Магнитный поршень НПЦ «ВТД»

На втором этапе производится калибровка трубопровода скребком - калибром с тонкими мерными пластинами (рисунок 2.39) с целью оценки минимальной величины проходного сечения трубопроводов.

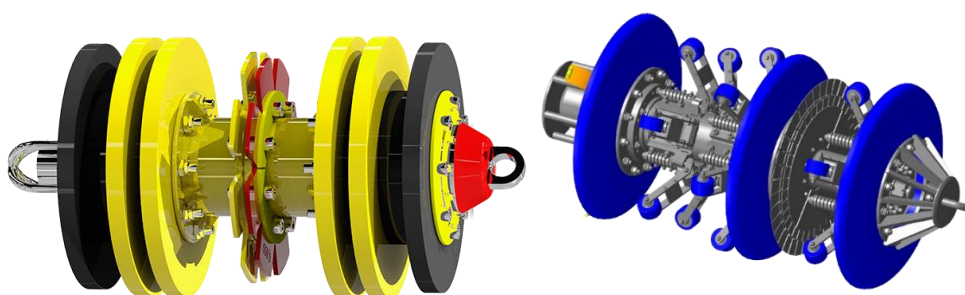


Рисунок 2.39 - Очистные скребки - калибры типа СОК (слева) (НПЦ «ВТД») и СКК – 4 (справа) (АО «Транснефть - Диаскан»)

По наличию или отсутствия изгиба пластин скребка - калибра судят о минимальном проходном сечении трубопровода. Калибровка определяет возможность безопасного пропуска снаряда - профиломера. главное условие для пропуска профиломера - минимальное проходное сечение участка трубопровода для беспрепятственного пропуска стандартного профиломера составляет $0,7D_n$.

На третьем этапе после успешного пропуска скребка-калибра осуществляется двукратный проход снаряда-профиломера (рисунок 2.40) для

Методы диагностирования технического состояния трубопроводов					Лист
					86
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата	

получения исчерпывающей информации о фактическом состоянии геометрии трубопровода на всем его протяжении. С помощью прибора-профиломера определяют дефекты геометрии: вмятины, гофры, овальности, а также наличие конструктивных особенностей: кольцевых сварных швов, подкладных колец, тройников, кранов, отводов и т.д.

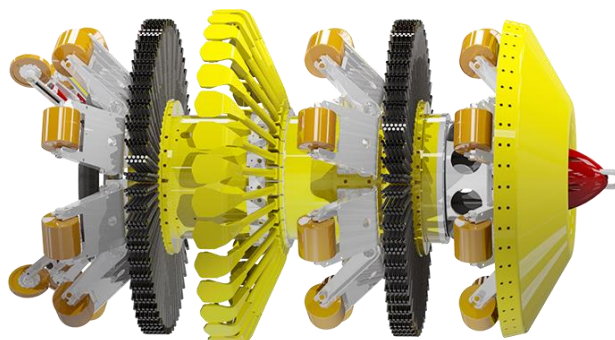


Рисунок 2.40 - Снаряд-профиломер НПЦ «ВТД»

Четвертым этапом является определение участков, которые уменьшают проходное сечение на величину $0,85D_n$ и имеют иные недопустимые отклонения в процессе пропуска прибора-профиломера, и выполнение ремонт по устранению дефектных мест для обеспечения беспрепятственного прохождения внутритрубного дефектоскопа [38].

Запуска рассмотренных выше внутритрубных приборов недостаточно для полного проведения контроля трубопровода, поскольку данные устройства позволяют определить лишь дефекты геометрии трубопровода, ведущих к уменьшению его проходного сечения, то есть способны выполнить задачи только 1 уровня мониторинга трубопровода.

После всех подготовительных мероприятий в трубопровод запускается внутритрубный дефектоскоп для проведения 2, 3 и 4 уровней диагностики.

На втором уровне диагностики трубопровода происходит обнаружение дефектов типа потерь металла, которые вызывают уменьшение толщины стенки, а также несплошностей и инородных включений в стенке трубопровода. Для обнаружения данных типов дефектов используются:

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		87

ультразвуковой дефектоскоп – толщиномер типа WM (Wall Thickness Measurement) с радиально установленными ультразвуковыми датчиками и т.д.

На третьем уровне выявляют поперечно-ориентированные трещиноподобные дефекты в кольцевых сварных швах и основном металле трубы с использованием следующих дефектоскопов: магнитного прибора-дефектоскопа продольного намагничивания типа MFL (Magnetic Flux Leakage), ультразвукового прибора-дефектоскопа типа CD с наклонным вводом ультразвуковых импульсов в тело трубы.

На четвертом уровне контроля производят обнаружение продольно-ориентированных трещиноподобных дефектов в основном теле трубы и в продольных сварных швах. Для данных целей применяют, например, ультразвуковой прибор-дефектоскоп типа CD с наклонно расположенными в плоскости поперечного сечения трубы ультразвуковыми датчиками, магнитный прибор-дефектоскоп поперечного намагничивания типа TFI.

Классификация современных дефектоскопов по уровням технического диагностирования довольно условна, поскольку данные приборы-дефектоскопы позволяют обнаруживать несколько типов различно ориентированных дефектов и поэтому могут применяться на любом из уровней диагностики.

После пропуска внутритрубных приборов-дефектоскопов производят обработку результатов диагностирования, определяют наиболее дефектные участки трубопровода, производят их шурфовку и, если необходимо, удаление изоляции с целью идентификации обнаруженных дефектов [39].

В зависимости от степени влияния дефекта на условия безопасной эксплуатации трубопровода производят ремонтные работы по установке композитных муфт или замене дефектного участка.

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		88

2.6 Дополнительный дефектоскопический контроль

ДДК проводят для подтверждения результатов контроля и последующего уточнения типа и параметров дефект, обнаруженных ВИС или наружными методами контроля.

При проведении ДДК производится выполнение следующих этапов:

- Качественная очистка места расположения дефекта от ржавчины, грязи, окалины и изоляции;
- Использование подходящих методов наружной диагностики трубопроводов для уточнения параметров выявленных дефектов;
- Установка маркеров на подтвержденный дефектный участок с целью определения границ дефектной области трубопровода.

При невозможности проведения ДДК назначается повторный запуск внутритрубных инспекционных снарядов.

Результатом проведения ДДК является составление Акта ДДК дефектного участка трубопровода [40].

					Методы диагностирования технического состояния трубопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		89

3 Контроль с применением робототехнических систем

Традиционные методы неразрушающего контроля, применяемые при внешнем дефектоскопическом обследовании трубопровода, характеризуются высокой эффективностью обнаружения, определения местоположения, размеров, формы и типа дефектов трубопровода, таких как трещины, волосовины, неметаллические включения, несплавления, флокены, непровары сварных соединений и т.д.

Однако в современных условиях использование данных методов недостаточно для 100 % контроля трубопроводов. Более того, технология проведения диагностики и используемые приборы характеризуются низкой степенью автоматизации процесса контроля и достаточно высокой трудоемкостью.

На смену традиционных методов диагностирования технического состояния трубопроводных систем пришли внутритрубные инспекционные снаряды-дефектоскопы, сочетающие в себе достоинства применяемых методов контроля и современные высокоавтоматизированные технологии.

Обнаружения дефектов в современных дефектоскопах производится, в основном, с применением 3 методов: ультразвукового, магнитного и с применением электромагнитно – акустических преобразователей (ЭМАП) или метода «сухого ультразвука».

3.1 Внутритрубные дефектоскопы

Внутритрубный дефектоскоп – это автономная компьютерная диагностическая система, предназначенная для определения точного местоположения и габаритных размеров дефектов как в основном теле трубы,

					Использование робототехнических систем для контроля промышленных трубопроводов						
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Контроль с применением робототехнических систем						
Разраб.		Смагин Т. И.		01.06.18					Литера	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В		01.06.18					ДР	90	168
Консульт.									Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б4Б		
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.18							

так и в сварных швах. Перемещение по трубопроводу осуществляется транспортируемым потоком перекачиваемой среды.

Сопровождение дефектоскопа в трубопроводе, а также привязка выявленных внутритрубных дефектов к определенному участку трубы осуществляется с помощью наземных маркерных пунктов, расположенных над осью трубопровода на расстоянии не более 2 км между соседними маркерами и установленных возле постоянных ориентиров, таких как опоры ЛЭП, запорная арматура и т.д.

Внутритрубные дефектоскопы обеспечивают обнаружение вмятин, сплющивания, складок металла, общих изменений внутреннего диаметра, овальностей, а также дефектов стенок труб, связанных с коррозией и эрозией, изменением их толщины, нарушением сплошности металла и трещинами [41].

В основе принципа обнаружения дефектов используют ультразвуковой, магнитный и ультразвуковой ЭМА методы, каждый из которых позволяет с достаточно высокой точностью производить техническую диагностику трубопровода.

3.1.1 Ультразвуковые снаряды-дефектоскопы

Основными моделями ультразвуковых снарядов-дефектоскопов, используемых в внутритрубной диагностике трубопроводов, являются ультразвуковой дефектоскоп типа WM (Wall Thickness Measurement) и типа CD.

Вне зависимости от типа все подобные устройства снабжены иммерсионными ультразвуковыми датчиками, производящие мониторинг при заполненном жидкостью пространстве между датчиками и ОК. При диагностике нефтепроводов в качестве жидкости используют перекачиваемые нефть и нефтепродукты, при контроле газопроводов создается специальная подвижная водяная пробка с помощью дополнительных поршней-

					Контроль с применением робототехнических систем	Лист
						91
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

разделителей,двигающихся впереди и сзади дефектоскопа (технология «batching»).

Для регулирования скорости движения снарядов-дефектоскопов данные приборы оборудуются регуляторами скорости. Принципом действия регуляторов является перепускание части транспортируемого продукта через тело дефектоскопа для получения необходимой скорости движения.

Ультразвуковой дефектоскоп типа WM (рисунок 3.1) - это автономное устройство, предназначенное для внутритрубной диагностики трубопроводов. Данное устройство позволяет обнаруживать большинство видов дефектов металла трубопровода.



Рисунок 3.1 - Ультразвуковой дефектоскоп типа WM
(АО «Транснефть - Диаскан»)

Измерение толщины стенки трубки на основе эхо-импульсного метода ультразвукового контроля является основным принципом проведения внутритрубной дефектоскопии в дефектоскопах типа WM. В качестве датчиков используются иммерсионные пьезоэлектрические преобразователи совмещенного типа с радиальным вводом луча. Количество преобразователей рассчитывается с условием, что будет обеспечен контроль всей внутренней полости трубопровода. Так, для трубопровода с наружным диаметром 1220 мм применяют дефектоскопы с 448 датчиками.

Измерение толщины стенки трубопровода и, при наличии, несплошности металла осуществляется по измерению времени прохождения

					Контроль с применением робототехнических систем	Лист
						92
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

зондирующего ультразвукового импульса от наружной до внутренней поверхности трубы (до несплошности) и отраженного ультразвукового импульса до приемника (рисунок 3.2).

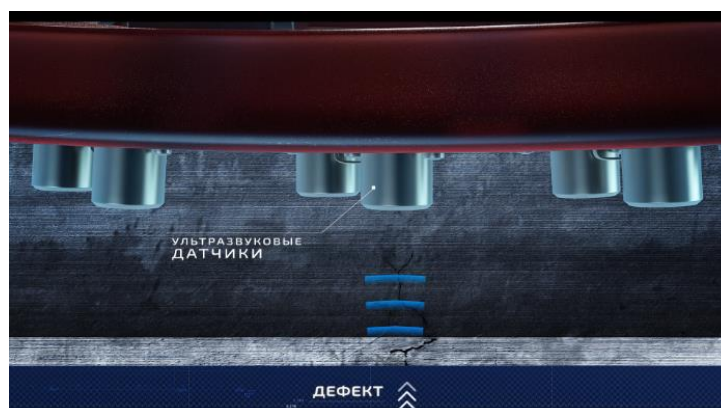


Рисунок 3.2 – Принцип контроля ультразвуковым дефектоскопом типа WM

Это позволяет выявлять различного рода несплошности (расслоения, инородные включения) стенки трубопровода и дефекты потери металла как с наружной, так и с внутренней стороны обследуемого трубопровода.

Результаты контроля обрабатываются бортовыми компьютерами и сохраняется в запоминающем устройстве дефектоскопа. Записываемая информация включает в себя совокупность измерений толщины стенки трубы, расстояния от преобразователей до стенки трубы, одометрические данные, давления, температуры и т.д.

Ультразвуковой дефектоскоп типа WM собран из нескольких секций, с наружной стороны которых установлены шарнирно-соединённые носители ПЭП, а внутри – необходимая электроника, аккумуляторные батареи и информационными накопителями. Секции оборудованы манжетами, изготовленными из полиуретана, служащими для центрирования дефектоскопа в трубопроводе и обеспечения движения устройства за счет потока транспортируемого продукта.

Сзади смонтированы одометрические колеса для регистрации пройденного дефектоскопом расстояния [46].

					Контроль с применением робототехнических систем	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Дополняет линейку ультразвуковых дефектоскопов внутритрубный снаряд-дефектоскоп типа CD (рисунок 3.3).

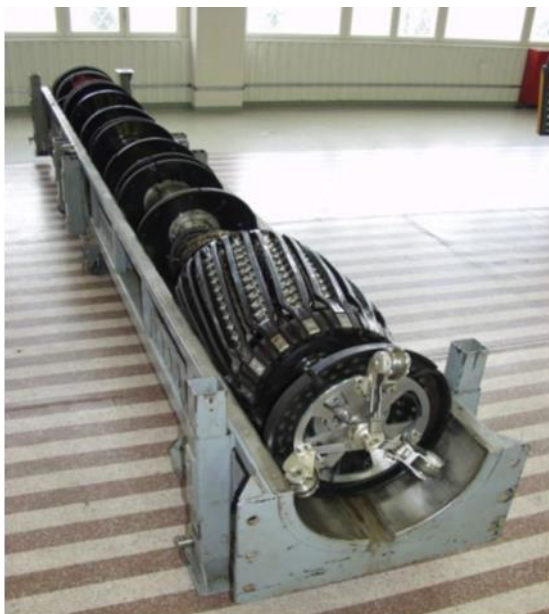


Рисунок 3.3 - Ультразвуковой снаряд-дефектоскоп типа CD

Ультразвуковой дефектоскоп данного типа представляет собой автономное высокоавтоматизированное устройство для ВТД трубопроводов. Устройство обеспечивает выявление продольно- и поперечно-ориентированных трещин стенок трубопровода минимальной длины 50 мм и глубины 1,5 мм, в том числе в продольных и поперечных сварных швах.

В дефектоскопах типа CD используется эхо-импульсный метод ультразвукового контроля с применением иммерсионных ПЭП совмещенного типа. Ввод зондирующих импульсов осуществляется под некоторым углом к внутренней полости трубопровода.

Принцип действия основан на регистрации и измерении амплитуды отраженных от дефектов ультразвуковых волн и интервалов времени между зондирующим и отраженным от дефекта импульсами (рисунок 3.4).

					Контроль с применением робототехнических систем	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		94



Рисунок 3.4 - Принцип контроля ультразвуковым дефектоскопом типа CD

Для обнаружения трещиноподобных дефектов применяется теневой ультразвуковой метод с наклонными ПЭП, являющийся основным для обнаружения разнонаправленных дефектов стенки трубопровода.

Механизм данного метода заключается в следующем: зондирующий ультразвуковой импульс распространяется в стенке трубы и отражается от трещин, встречающихся на его пути. Происходит частичное рассеивание импульса, что впоследствии регистрируется ПЭП. Причем чем больше угол между направлением распространения ультразвукового импульса и дефектом, тем меньше амплитуда отраженной ультразвуковой волны.

Отраженный импульс представляет собой совокупность акустических колебаний, поэтому требуется применение современных программных средств для выделения полезного сигнала о параметрах дефектов.

Наибольшая амплитуда отраженного импульса достигается при ортогональном расположении трещины относительно направления распространения ультразвуковой волны. В связи с этим для определения продольно-ориентированных дефектов используют носители ПЭП с поперечным наклоном, для выявления поперечных — носитель датчиков с продольным наклоном.

					Контроль с применением робототехнических систем	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		95

Ультразвуковой дефектоскоп типа CD включает в себя несколько шарнирно-соединенных герметичных секций, выполненных из стали, и носители ПЭП. Головная секция оборудована приемопередатчиком и одометрической системой из трех колес, два из которых работают в режиме измерения пройденного расстояния, а третье формирует время для излучения зондирующих импульсов для полного контроля внутренней полости трубопровода [47].

Существует ультразвуковой дефектоскоп, который совмещает в себе оба типа рассмотренных выше дефектоскопов.

Ультразвуковой комбинированный дефектоскоп сочетает в себе секции WM и CD и служит для проведения ВТД трубопроводов. Данный дефектоскоп способен измерять толщину стенки (технология WM) и выявлять дефекты, ориентированные в продольном и поперечном направлениях, в том числе в кольцевых поперечных и продольных сварных швах трубопровода (рисунок 3.5).



Рисунок 3.5 - Ультразвуковой комбинированный дефектоскоп (WM+CD)
(АО «Транснефть - Диаскан»)

В дефектоскопе возможен как одновременный контроль с комбинированным применением нескольких дефектоскопических секций, так и отдельный контроль, при котором проводится либо измерение остаточной толщины стенки по технологии WM, либо выявление дефектов по технологии CD.

					Контроль с применением робототехнических систем	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		96

В ультразвуковом комбинированном дефектоскопе применяется эхо-импульсный акустический метод неразрушающего контроля с применением иммерсионных ПЭП совмещенного типа, расположенных ортогонально к внутренней полости трубопровода (режим толщиномера) (рисунок 3.6) [48].



Рисунок 3.6 – Принцип действия ультразвукового комбинированного дефектоскопа (WM+CD)

Данный снаряд-дефектоскоп сочетает в себе достоинства обеих технологий.

Основными *достоинствами* ультразвуковых снарядов-дефектоскопов являются:

- Высокая точность обнаружения местоположения дефектов;
- Обнаружение продольных дефектов длиной от 30 мм при скорости движения снаряда 1 м/с;
- Идентификация дефектов глубиной от 0,5 мм;

Недостатки ультразвуковых внутритрубных снарядов:

- Необходимость в контактной жидкости для проведения контроля, поскольку ультразвук не проходит сквозь воздушный (газовый) зазор;
- Невозможность диагностики газопроводов и нерентабельность «batching» технологии вследствие длительной осушки газопровода после проведения диагностики;

					Контроль с применением робототехнических систем	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		97

- Высокие требования к предварительной подготовке внутренней полости трубопровода, так как ультразвук не распространяется в парафине, глине, песке и прочих отложениях.
- Невозможность определения трещиноподобных дефектов, поперечно-расположенных по отношению к стенке трубопровода;
- Наличие большого количества ультразвуковых датчиков (для трубопроводов диаметром 1420 мм их количество может достигать 1024);
- Сравнительно низкая скорость движения внутритрубного дефектоскопа в трубопроводе для качественной диагностики (до 1 м/с).

3.1.2 Магнитные снаряды-дефектоскопы

Для проведения внутритрубной инспекции используются магнитные дефектоскопы продольного (MFL) и поперечного (TFI) намагничивания.

Магнитный дефектоскоп продольного намагничивания (MFL – Magnetic Flux Leakage) представляет собой автономную компьютерную диагностическую систему для обследования трубопроводов с использованием метода магнитной дефектоскопии с продольным намагничиванием исследуемого участка (рисунок 3.7).



Рисунок 3.7 - Магнитный дефектоскоп продольного намагничивания (MFL)

Дефектоскопы продольного намагничивания предназначены для обнаружения и регистрации:

- коррозионных дефектов (общая коррозия, каверна, язва, поперечная канавка)
- механических повреждений поперечной ориентации

					Контроль с применением робототехнических систем	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		98

- поперечных металлургических дефектов
- поперечных стресскоррозионных трещин дефектов
- кольцевых (монтажных) сварных швов.

Магнитный дефектоскоп типа MFL позволяет выявлять как дефекты основного металла и кольцевых сварных швов, так и металлические предметы, находящиеся в непосредственной близости к внешней поверхности трубы, такие как композитные муфты, кожухи и т.п.

Магнитные дефектоскопы производят обнаружение дефектов трубопровода за счет регистрации рассеяния магнитного поля, вызываемое наличием дефекта.

Устройство создает постоянное магнитное поле, направление вектора которого совпадает с осью трубопровода, благодаря мощным магнитам, расположенным на головной, так называемой магнитной, секции дефектоскопа. Магнитный контур «полюса магнитов – стенка трубопровода» замыкается с помощью магнитных щеток (магнитопроводов).

При наличии несплошности металла или иного дефекта потери металла на пути движения дефектоскопа происходит изменение магнитной индукции вблизи дефекта и последующая регистрация этого изменения. (рисунок 3.8).



Рисунок 3.8 - Принцип действия магнитного дефектоскопа
продольного намагничивания (MFL)

					Контроль с применением робототехнических систем	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		99

Магнитный снаряд-дефектоскоп продольного намагничивания (MFL) способен обнаруживать дефекты с вероятностью 95 % и измерять размеры дефектов при уровне погрешности до $\pm 0,22 \cdot t$ мм (где t – толщина стенки трубопровода).

Для обеспечения беспрепятственного прохождения прибора через сужения прибор выполнен из нескольких секций с шарнирным соединением. Датчики устанавливают на носителях с упругими элементами, а сами носители смонтированы на кольцах, называемые «плавающими».

Передняя секция удерживается в центре трубы с помощью щеток магнитного контура, а также поддерживающих колес, расположенных в передней части корпуса равномерно по окружности, которые поджимаются к стенке трубы с помощью пружин.

Спереди и сзади секции расположены манжеты, предназначенные для приведения в движение дефектоскопа. На передней и задней частях корпуса расположены поддерживающие колеса, предназначенные для центрирования прибора в трубе, сзади установлены также три одометрических колеса [49].

Магнитный дефектоскоп поперечного намагничивания (TFI) (рисунок 3.9) представляет собой автономную компьютерную диагностическую систему для обследования трубопроводов с использованием метода магнитной дефектоскопии с поперечным намагничиванием исследуемого участка.

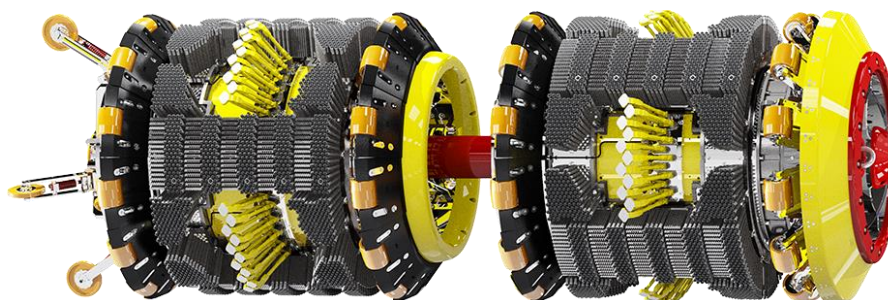


Рисунок 3.9 - Магнитный дефектоскоп поперечного намагничивания (TFI)
(НПЦ «ВТД»)

					Контроль с применением робототехнических систем	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		100

Дефектоскопы поперечного намагничивания предназначены для обнаружения и регистрации:

- коррозионных дефектов;
- механических повреждений продольных ориентации;
- продольных металлургических дефектов;
- продольных стресскоррозионных трещин;
- дефектов заводских сварных швов.

Качественное выявление дефектов, расположенных параллельно направлению движения транспортируемой продукции, обеспечивается при условии, что намагничивание трубопровода осуществляется в направлении, ортогональном плоскости расположения дефектов.

Для реализации этого принципа была разработана магнитная система, производящая намагничивание трубопроводы в поперечном по отношению к продольной оси направлении. Магнитная система включает в себя несколько секторов, которые образованы постоянными магнитами и гибкими магнитопроводами. Датчики измерения магнитной индукции располагаются в промежутках между металлическими щетками (рисунок 3.10).

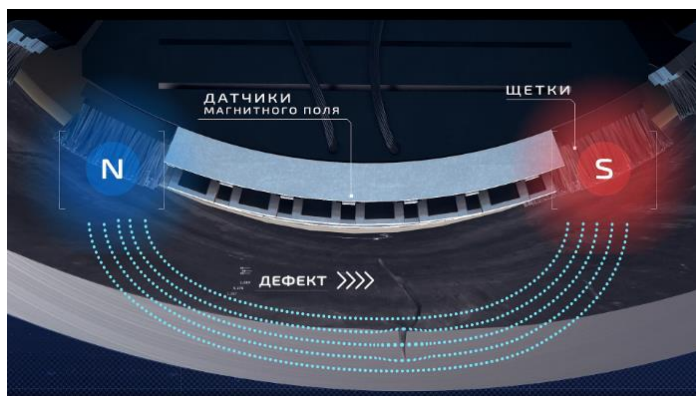


Рисунок 3.10 – Принцип действия магнитного дефектоскопа поперечного намагничивания (TFI)

При наличии трещин или дефектов приводит изменение параметров магнитного поля вблизи дефекта, что и улавливается датчиками [50].

					Контроль с применением робототехнических систем	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		101

Как и в ультразвуковом методе, для технического диагностирования применяют комбинацию двух магнитных методов путем подключения секции с продольным (MFL) и поперечным (TFI) намагничиванием (рисунок 3.11).



Рисунок 3.11 – Комбинированный магнитный дефектоскоп (MFL +TFI)
(АО «Транснефть - Диаскан»)

За счет применения как продольного, так и поперечного намагничивания снаряд-дефектоскоп позволяет более эффективно и точно обнаруживать различные типы дефектов, в том числе несанкционированные врезки и дефекты сварных швов.

Магнитные дефектоскопы позволяют производить диагностику с приемлемым качеством при скоростях движения до 4 м/с, что является их несомненным преимуществом (для ультразвуковых дефектоскопов оптимальная скорость составляет 1 м/с). Однако давление, к примеру, в газопроводе разгоняет снаряд-дефектоскоп до 10 м/с, тем самым снижая качество диагностирования. Одним из методов решения данной задачи без изменения режима перекачки является создание дефектоскопов с регулятором скорости [47].

Достоинства магнитных дефектоскопов:

– Способность проведения диагностики как в жидких, так и в газовых средах, поскольку среда не влияет на намагничивание трубопровода для проведения контроля;

					Контроль с применением робототехнических систем	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		102

- Меньшее влияние состояние внутренней полости диагностируемого трубопровода на качество результатов (по сравнению с ультразвуковыми дефектоскопами);
- Сравнительная простота датчиков;
- Определение дефектов различной ориентации при использовании комбинированного дефектоскопа с секциями продольного и поперечного намагничивания;
- Возможность регистрации дефектов при движении дефектоскопа с большой скоростью (до 4 м/с);
- Обнаружение дефектов с крутыми кромками (питтинговая коррозия, язвы, царапины) и дефектов на внешней поверхности трубопровода.

Недостатки магнитных дефектоскопов:

- Сложность обнаружения стресс-коррозионных трещин глубиной до 15 % диаметра трубопровода на внешней поверхности, поскольку сигнал, поступающий от таких дефектов, по амплитуде сопоставим с уровнем шума, воспроизводимом от внутренней шероховатости трубопровода;
- Проведение диагностики трубопроводов только из ферромагнитных материалов;
- Обнаружение дефектов и трещин глубиной более 20 % толщины диагностируемого трубопровода.

3.1.3 Комбинированные снаряды-дефектоскопы

Для максимально точного определения дефектов трубопровода помимо комбинации методов одной природы используют совокупность секций, использующих для обнаружения дефектов ультразвуковой (CD) и магнитные методы (MFL+TSI), объединенных в один снаряд-дефектоскоп (рисунок 3.12).

					Контроль с применением робототехнических систем	Лист
						103
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		



Рисунок 3.12 - Комбинированный магнитный дефектоскоп (АО «Транснефть - Диаскан»)

Каждая магнитная система содержит постоянные магниты и гибкие проволочные щетки. В промежутках между щетками расположены датчики для измерения магнитной индукции. Все датчики имеют сверхвысокое разрешение. Это обусловлено особенностями комбинированной магнитной диагностики, а также высокими требованиями к точности определения размеров дефектов.

Данные дефектоскопы способны сканировать внутреннюю полость трубопровода и получать максимально точную информацию о дефектах и несовершенствах за один проход, сочетая в себе достоинства магнитного и ультразвукового методов [51].

3.1.4 Магнитоакустические дефектоскопы

Наиболее перспективным направлением повышения достоверности обнаружения и определения параметров дефектов при внутритрубной диагностике является использование в снаряде-дефектоскопе акустического метода с электромагнитно-акустическими преобразователями (далее ЭМАП) или метода «сухого» ультразвука.

ЭМАП, получившие широкое распространение в отечественной и зарубежной практике, подразделяются на магнитострикционные и

					Контроль с применением робототехнических систем	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		104

лоренцовские, однако магнитострикционные ЭМАП в настоящее время имеют ограниченное применение в ВТД.

В лоренцовских ЭМАП ультразвуковые волны возбуждаются за счет силы Лоренца, которая действует на свободные электроны в металлах, когда вихревые поверхностные токи находятся в области постоянного магнитного поля. Причем магнитное поле должно быть перпендикулярно направлению вихревого тока.

Вихревые токи в поверхностном слое металла возбуждаются при циклическом изменении тока в катушке индуктивности, расположенной непосредственно над поверхностью металла. Причем ток в катушке и поверхностный вихревой ток всегда направлены в противоположные стороны.

Частоты, которые используются в ЭМАП, лежат в диапазоне от 100 кГц до нескольких МГц.

Главным преимуществом лоренцовских ЭМАП является их гораздо меньшая, по сравнению с магнитострикционными ЭМАП, зависимость от состояния поверхности металла и остаточной намагниченности конкретного участка трубопровода. Поэтому в настоящее время в ВТД применяются в основном лоренцовские ЭМАП.

Для ВТД в данном методе ЭМАП генерируют сдвиговые ультразвуковые волны двух различных поляризаций. В сдвиговых волнах колебания атомов кристаллической решетки перпендикулярны направлению распространения волны.

При распространении сдвиговой волны в трубе колебания атомов могут происходить в направлении, перпендикулярном поверхности, тогда говорят о вертикальной поляризации SV (от англ. Shear Vertical). А при колебаниях атомов параллельно поверхности говорят о горизонтальной поляризации сдвиговой волны SH (от англ. Shear Horizontal).

					Контроль с применением робототехнических систем	Лист
						105
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Когда направленные ультразвуковые сдвиговые волны встречаются на своем пути дефекты трубопровода, происходит отражение этой волны и образование отраженного эхо-сигнала, регистрируемого приемным устройством. На основе анализа отражённого эхо-сигнала делаются выводы о состоянии стенки трубы [52].

Научно-производственный центр «Внутритрубная диагностика» для контроля трубопроводов ЭМА методом использует магнитоакустический дефектоскоп (рисунок 3.13).

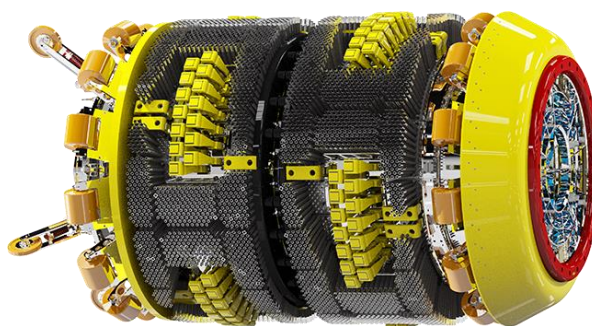


Рисунок 3.13 – Магнитоакустический дефектоскоп (НПЦ «ВТД»)

Данный снаряд-дефектоскоп обеспечивает:

- Выявление зон различно ориентированных трещин на ранней стадии развития, как в основном металле, так и сварных швах;
- Регистрацию дефектов потери металла и расслоений, оценке их глубины, мониторинг роста коррозионных дефектов;
- Определение типа и оценка состоянием наружного изоляционного покрытия.

Магнитоакустический дефектоскоп, совмещающий в себе магнитные датчиковые подсистемы сверхвысокого разрешения и многоракурсные ЭМА ультразвуковые датчиковые подсистемы, по результатам контроля выдают максимально полную (достоверную) информацию о состоянии трубопровода.

Научно-технический центр «НефтеГазДиагностика» также использует технологию электромагнитно-акустического преобразования, которая

					Контроль с применением робототехнических систем	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		106

реализована во внутритрубном снаряде-дефектоскопе (рисунок 3.14), представленной ниже.

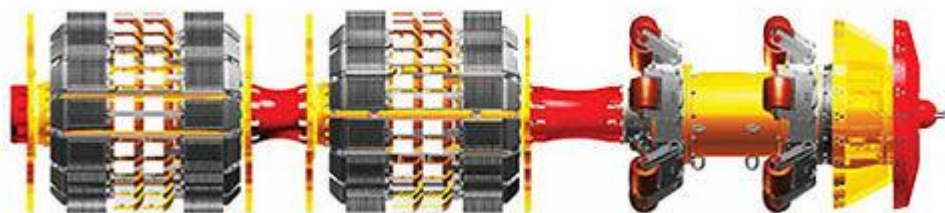


Рисунок 3.14 - Магнитоакустический дефектоскоп (НТЦ «НефтеГазДиагностика»)

Рассматриваемый инспекционный снаряд состоит из следующих системных компонентов:

- батареи;
- устройства записи и хранения информации;
- блока определения трещин;
- блока определения отслоения изоляции;
- блока одометра;
- блока контроля скорости [53].

АО «Транснефть - Диаскан» использует внутритрубный дефектоскоп, основанный на электромагнитно-акустический методе диагностики, для выявления отслоений изоляционного покрытия трубопроводов (рисунок 3.15).

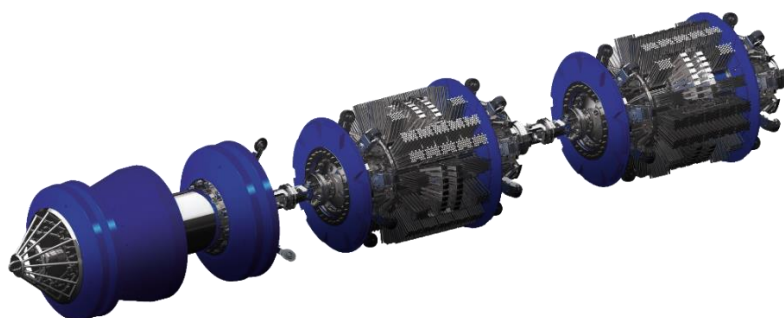


Рисунок 3.15 - Магнитоакустический дефектоскоп (АО «Транснефть - Диаскан»)

Неоспоримыми *достоинствами* ЭМА дефектоскопов являются:

					Контроль с применением робототехнических систем	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		107

- Независимость от транспортируемой среды в связи с возможностью диагностики как нефтепроводов, так и газопроводов;
- Отсутствие влияния среды на точность измерений в процессе мониторинга;
- Обнаружения широкого спектра дефектов исследуемого трубопровода (усталостных трещин, дефектов на границе и в основном теле поперечных и продольных сварных швов, дефектов стресс-коррозионного растрескивания, несплошностей, расслоений, неоднородных включений и т.д.) с высокой точностью;
- Осуществление контроля при зазоре до 2 мм между датчиком и трубопроводом;
- Выявление трещин на ранней стадии их развития с глубиной 1-2 мм;
- Обнаружение отслоения изоляции на участке диагностируемого трубопровода;
- Возможность комбинирования с другими методами контроля для создания высокоэффективного инспекционного снаряда.

Недостатки ЭМА метода:

- Высокая стоимость применяемого оборудования;
- Недостаточный запас автономной работы вследствие высокого электропотребления (в десятки раз больше, чем потребление электричества ультразвуковых дефектоскопов типов WM и CD, и в сотни раз больше, чем потребление магнитных дефектоскопов MFL и TFI).

Внутритрубный инспекционный снаряд, использующий для мониторинга трубопроводов любой из вышеперечисленных методов и их комбинаций, является автономной высокоавтоматизированной компьютерной диагностической системой для обследования трубопроводов без оператора. Использование данных устройств позволяет обнаруживать дефекты

					Контроль с применением робототехнических систем	Лист
						108
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

трубопровода на ранних стадиях их зарождения и, таким образом, избегать возникновения опасных аварийных ситуаций, наносящих вред как эксплуатирующему трубопровод предприятию, так и окружающей среде.

Достоинства внутритрубных приборов-дефектоскопов:

– Высокая точность обнаружения всех типов дефектов, их местоположения, размеров и формы как на внутренней, так и на внешней поверхности трубопровода (с применением магнитных методов);

– Диагностика протяженных участков трубопровода (до 300 км);

– Автономность и высокая степень автоматизации;

– Проведение контроля без остановки эксплуатации диагностируемого трубопровода;

– Диагностирование без шурфования;

– Сохранение неизменной подачи трубопровода;

– Отслеживание конкретного местоположения прибора-дефектоскопа в процессе мониторинга;

– Сохранение параметров надежности трубопровода в связи с использованием неразрушающих методов контроля;

Недостатки внутритрубных дефектоскопов:

– Узкий спектр диагностируемых трубопроводов в связи с необходимостью оборудования трубопроводов камерами пуска и приема средств очистки и диагностики;

– Высокие требования к предварительной подготовке внутренней поверхности трубопровода перед проведением контроля (высокая степень очистки);

– Необходимость в исправлении дефектов геометрии трубопровода, открытие линейной арматуры на 100 % проходное сечение для обеспечения беспрепятственного прохождения внутритрубного прибора-дефектоскопа;

					Контроль с применением робототехнических систем	Лист
						109
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- Низкие показатели проходимости на участках сложной геометрии трубопровода;
- Необходимость в поддержании определенного давления в трубопроводе для обеспечения движения снаряда-дефектоскопа с конкретной скоростью;
- Длительная и трудоемкая расшифровка данных после проведения диагностики.

3.2 Самодвижущиеся робототехнические устройства

Применение внутритрубных снарядов-дефектоскопов обладает множеством преимуществ для ВТД промысловых трубопроводов. Так, данные устройства движутся в потоке перекачиваемой среды, не уменьшая производительность трубопровода. Использование внутритрубных дефектоскопов позволяет производить диагностику трубопровода в процессе его эксплуатации на длительные расстояния.

Однако сфера применения данных устройств – это контроль магистральных трубопроводов большого диаметра, оборудованных камерами пуска и приема. Для контроля промысловых трубопроводов внутритрубные снаряды-дефектоскопы пригодны лишь частично, поскольку камерами пуска-приема оборудованы лишь коллекторы II порядка в случае перекачки нефти или шлейфы-коллекторы в случае транспорта газа, что составляет не более 40 % от всего промыслового трубопроводного фонда.

Также не всегда возможна предварительная подготовка внутренней поверхности исследуемого трубопровода для пропуска внутритрубного снаряда-дефектоскопа, что отразится на качестве проведенного мониторинга.

Для решения таких проблем были разработаны мобильные робототехнические системы, способные самостоятельно передвигаться по трубопроводу под руководством оператора. Данные устройства стали

					Контроль с применением робототехнических систем	Лист
						110
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

следующим шагом в развитии оценки технического состояния трубопровода с использованием внутритрубной дефектоскопии.

Передвижение робототехнических устройств осуществляется с помощью колесных или гусеничных движителей - кроулеров с электроприводом. Колесные устройства, как правило, предназначены для газопроводов, гусеничные – для газо- и нефтепроводов. Для придания движения применяется электропривод, поскольку установка двигателя внутреннего сгорания не рациональна из соображений безопасности.

На практике встречаются как автономные модели, использующие на борту аккумуляторные батареи для питания датчиков и кроулеров, так и проводные модели, соединенные кабелем с пультом оператора.

Загрузка самодвижущихся дефектоскопов производится в опорожненный от транспортируемой среды трубопровод.

Диагностическое оборудование, располагаемое на устройстве и обеспечивающее мониторинг внутренней полости трубопровода, позволяют проводить визуальный и измерительный контроль, профилометрию, радиографический контроль сварных швов и ультразвуковой электромагнитно-акустический контроль.

3.2.1 Телеинспекционные устройства

К наиболее простым робототехническим системам относят телеинспекционные устройства. Телеинспекционное оборудование позволяет выявить:

- Места полного разрушения верхнего свода коллекторов - для проведения локального ремонта, предотвращения провалов и образования воронок на поверхности;
- Видимые дефекты – трещины, коррозионные участки и т.д.;
- Места расстыковки и разрушения труб, трещины, свищи;
- Несанкционированные врезки;

					Контроль с применением робототехнических систем	Лист
						111
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

– Засоры, оставленные после строительства или ремонта.

Основными элементами телеинсекционной системы являются:

– Движущаяся колесная, реже гусеничная, тележка - кроулер, несущая узел камеры и освещающие поле зрения светодиоды;

– Кабель, по которому подается питание и управляющие сигналы на тележку, а также передается изображение с камеры;

– Пульт управления, с которого осуществляется мониторинг перемещения тележки и камеры, изменение подсветки, и на котором записывается и обрабатывается изображение.

Ярким представителем данного типа является мобильная робототехническая система диагностики NG-RX (рисунок 3.16).

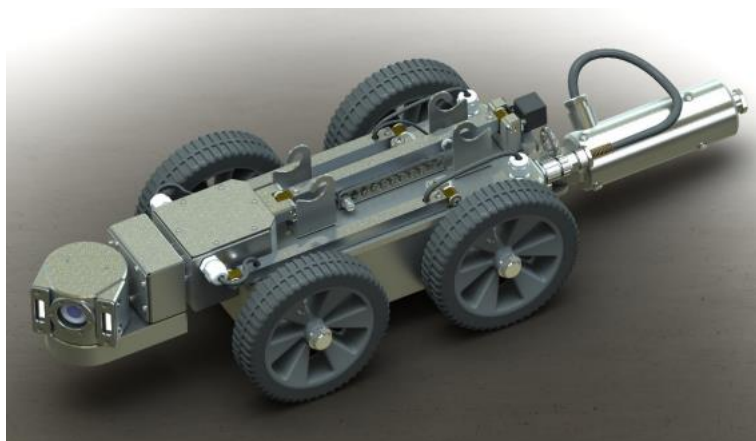


Рисунок 3.16 - Мобильная робототехническая система диагностики NG-RX

NG-RX применяется для тестирования и выявления дефектов в трубопроводах диаметром до 300 мм методом визуального обследования. Управление системой осуществляется с помощью кабеля длиной 300 м, которым она соединяется с пультом управления. Данное устройство выполнено во взрывозащищенном исполнении из химически стойких материалов.

Робототехническая система снабжена водонепроницаемой видеокамерой высокого разрешения, обеспечивающая поворот камеры на угол

					Контроль с применением робототехнических систем	Лист
						112
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

до 84 ° в горизонтальной плоскости, а также подсветкой с возможностью направления и фокусировки. Камера позволяет вести запись и трансляцию на монитор оператора в режиме реального времени [54].

Подобными являются система DIGIMAX с роботом FW-150S и система TARIS с роботом SIGMA (рисунок 3.17).



Рисунок 3.17 - Робот FW-150S (слева) и SIGMA (справа)

В ходе проведения контроля оператор управляет движением дефектоскопа в трубе и в режиме реального времени наблюдает на мониторе состояние внутренней полости трубопровода (рисунок 3.18) [55], [56].



Рисунок 3.18 – Видимое на мониторе оператора изображение

3.2.2 Рентгеновские кроулеры

Для контроля кольцевых сварных швов используют радиографический метод, который применяется на внутритрубном рентгеновском кроулере CR-219 (рисунок 3.19).



Рисунок 3.19 - Рентгеновский кроулер CR-219

Рентгеновский кроулер CR-219 предназначены для панорамного радиографического контроля сварных соединений трубопроводов диаметром от 200 до 530 мм.

Кроулер имеет магнитную систему управления. Оснащён датчиком воды, датчиком препятствия и датчиками конца трубы, что исключает возможность его повреждения во время контроля. Благодаря усовершенствованной магнитной помехозащищённой системе обеспечивается точное позиционирование кроулера внутри трубы.

Питание кроулера осуществляется от высокоэффективных литий-ионных аккумуляторов, что соответствует 8 часам автономной работы рентгеновского дефектоскопа. Скорость кроулера 13 м/мин.

При проведении радиграфического контроля может применяться аппарат с гамма-изотопом вместо рентгеновского генератора, например, в радиографическом кроулере JME 24 (рисунок 3.20).

					Контроль с применением робототехнических систем	Лист
						114
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		



Рисунок 3.20 - Радиографический кроулер JME 24

Применение радиографических кроулеров позволяет проводить контроль с высокой степенью автоматизации без негативного влияния на здоровье оператора [57].

3.2.3 Робототехнические магнитоакустические системы

Для проведения 100 % мониторинга основного тела трубопровода недостаточно использования ВИК и радиографического метода для контроля сварных швов. Поэтому конструкторы ЗАО «Диаконт» разработали и успешно протестировали телеуправляемый диагностический комплекс ТДК-400-М-Л, позволяющий проводить контроль трубопроводов диаметром 500-1400 мм (рисунок 3.21).



Рисунок 3.21 - Телеуправляемый диагностический комплекс ТДК-400-М-Л

					Контроль с применением робототехнических систем	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		115

Данный робототехнический комплекс включает в себя взрывозащищенное средство доставки (внутритрубный дефектоскоп), на которое могут быть установлены различные сменные модули неразрушающего контроля: визуального и измерительного контроля (модуль ВИК), а также бесконтактного ультразвукового контроля с применением электромагнитно-акустических преобразователей (ЭМАП) прямого и наклонного ввода УЗ-импульса (ЭМА-модуль).

Самоходный роботизированный комплекс обеспечивает проведение внутритрубной диагностики таких сложных участков, как:

- Вертикальные и наклонные участки;
- Конические переходы;
- Горизонтальные и вертикальные тройники;
- Трубопроводы с внутренним гладкостным покрытием;
- Трубопроводы с различными диаметрами и толщиной стенки;
- Трубопроводы без специализированных камер пуска/приема.

Загрузка робота во внутреннюю полость опорожненного трубопровода осуществляется через люк-лаз, обратный клапан, технологический рез, что обеспечивает проведения диагностики трубопроводов без камер пуска-приема.

Внутритрубный дефектоскоп способен перемещаться внутри обследуемого трубопровода на расстояние до 240 м от мест загрузки. Внутритрубный дефектоскоп способен перемещаться как по горизонтальным трубопроводам со скоростью 50 мм/с, так и по наклонным и вертикально расположенным участкам $D_n = 700 - 1000$ мм со скоростью 25 мм/с.

Робототехнический комплекс обеспечивает обнаружение таких дефектов, как:

- Внутренние и внешние потери металла;
- Язвенная и сплошная коррозия внутренней и внешней поверхностей;

					Контроль с применением робототехнических систем	Лист
						116
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- Трещиноподобные дефекты и механические повреждения;
- Отклонения геометрической формы трубы (овальность, вмятины, гофры);
- Отклонение пространственного положения трубопровода от проектного;
- Отслоения защитного изоляционного покрытия [58].

Диагностический комплекс ТДК-400-М-Л способен проводить следующие методы контроля:

- Визуальный и измерительный контроль;
- Визуальное обследование;
- Лазерная профилометрия;
- Ультразвуковой с применением ЭМАП;
- Ультразвуковой с применением ЭМАП для контроля сварных швов.

Метод ВИК позволяет определять размеры видимых дефектов и объектов на изображении, а также измерять глубину дефектов.

Измерение оптически открытых дефектов производится с использованием лазерного зонда, проецирующего на контролируемую поверхность параллельные полосы, которые изменяют свою форму в зависимости от рельефа поверхности. Посредством ПО, разработанным ЗАО «Диаконт», оператор может прямо на видеоизображении измерить интересующие его объекты, попавшие в поле зрения камеры, а также измерить глубину дефектов (рисунок 3.22).

					Контроль с применением робототехнических систем	Лист
						117
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

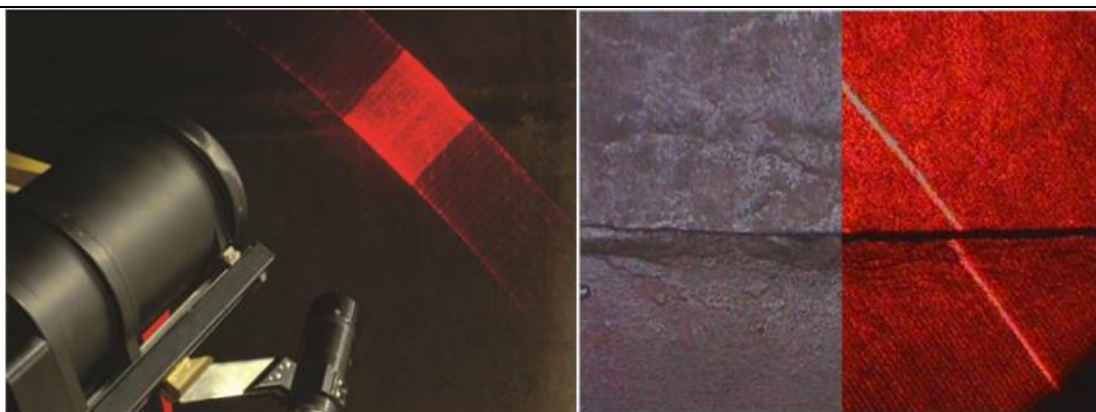


Рисунок 3.22 – Визуальное наблюдение и лазерная профилометрия

Метод визуального обследования заключается в контроле поверхности посредством анализа видеоизображений, получаемых с телевизионных камер. Обследование проводится с помощью телекамер переднего и заднего обзора, установленных на робототехническом комплексе и способных свободно вращаться в горизонтальной и вертикальной плоскостях. Внутритрубное обследование позволяет выявить наличие недопустимых технологических элементов в трубах, посторонних предметов, грязевых и шламовых отложений, вмятин, крупных поверхностных дефектов, а также установить расположение сварных соединений.

Метод лазерной профилометрии применяется для выявления повреждений и дефектов на внутренней поверхности трубы, а также детектирования наличия особенностей внутренней поверхности и превышений допустимой овальности трубопровода [59].

Принцип ультразвукового метода с электромагнитно-акустическими преобразователями описан выше, в процессе диагностики регистрируются сдвиговые волны SH с горизонтальной поляризацией. Главным достоинством метода является возможность проведения контроля при воздушном зазоре до 2 мм между преобразователем и металлом трубопровода. Это делает возможным проведение внутритрубной диагностики трубопроводов без использования контактной жидкости по неподготовленной поверхности, через

					Контроль с применением робототехнических систем	Лист
						118
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

воздушный зазор. Диагностические модули обеспечивают режимы прямого и наклонного ввода ультразвуковых сигналов (рисунок 3.23).

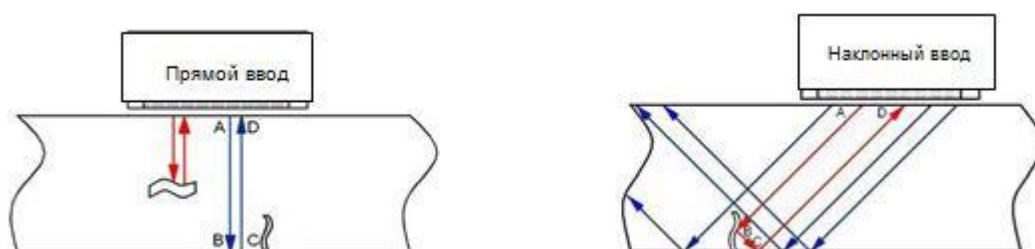


Рисунок 3.23 – Режимы ввода ультразвуковых волн

В режиме прямого ввода ультразвуковые волны направлены перпендикулярно стенке трубы. Контроль в этом режиме позволяет измерить толщину стенки трубы и выявить внутренние дефекты металла, ориентированные параллельно стенкам трубы дефекты (расслоения, ликвации). В режиме наклонного ввода ультразвуковые волны направлены под углом к стенке трубы. В этом режиме выявляются трещиноподобные дефекты, в том числе КРН, а также питтинговая коррозия.

При движении робототехнической системы происходит ротация ультразвукового модуля, что обеспечивает обследование 100% внутренней полости трубопровода (рисунок 3.24).



Рисунок 3.24 – Вращение ЭМА модуля

Контроль сварных стыков осуществляется с помощью метода ультразвукового ЭМА контроля. Используются два мультисенсорных ЭМА-преобразователя, расположенных по разные стороны от шва (рисунок 3.25).

					Контроль с применением робототехнических систем	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		119

Конструкция ЭМА-преобразователя обеспечивает наклонный ввод сигналов (25-40°) на различном расстоянии от шва, что позволяет провести контроль всего тела шва и околошовной зоны.

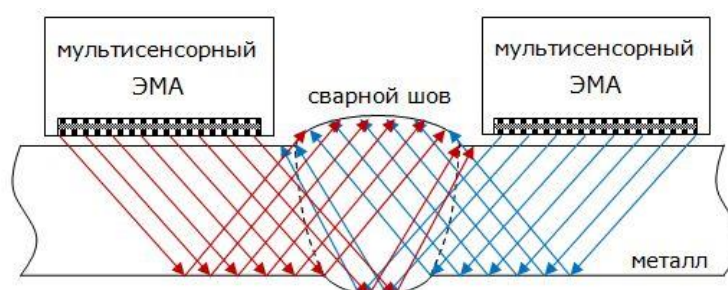


Рисунок 3.25 – Контроль сварного соединения

Использование ЭМА технологии прямого ввода (угол наклона УЗ волны 0 градусов) и наклонного ввода (угол наклона 30 градусов), позволяет техническим специалистам выявлять внутреннюю и внешнюю коррозию металла с минимальной глубиной дефекта от 1 мм (при вероятности обнаружения 90%) и точностью измерения $\pm 0,5$ мм (с достоверностью 80%).

Для выбора того или иного метода контроля на робототехническом устройстве производится замена модулей (рисунок 3.26), что обеспечивает высокое качество диагностики и точность обнаружения дефектов [60].



Рисунок 3.26 - Телеуправляемый диагностический комплекс ТДК-400-М-Л

со сменными модулями:

для ультразвукового ЭМА контроля (слева);

для ультразвукового ЭМА контроля сварных швов (посередине);

для визуального и измерительного контроля (справа)

					Контроль с применением робототехнических систем	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		120

Существуют другие, хорошо зарекомендовавшие себя самодвижущиеся дефектоскопы, использующие для ВТД комбинацию визуально-измерительного и ультразвукового «сухого» методов.

Одной из таких разработок является робототехническая система компании ОАО «Оргэнергогаз», предназначенная для диагностики труб диаметром 700-1000 мм (рисунок 3.27).

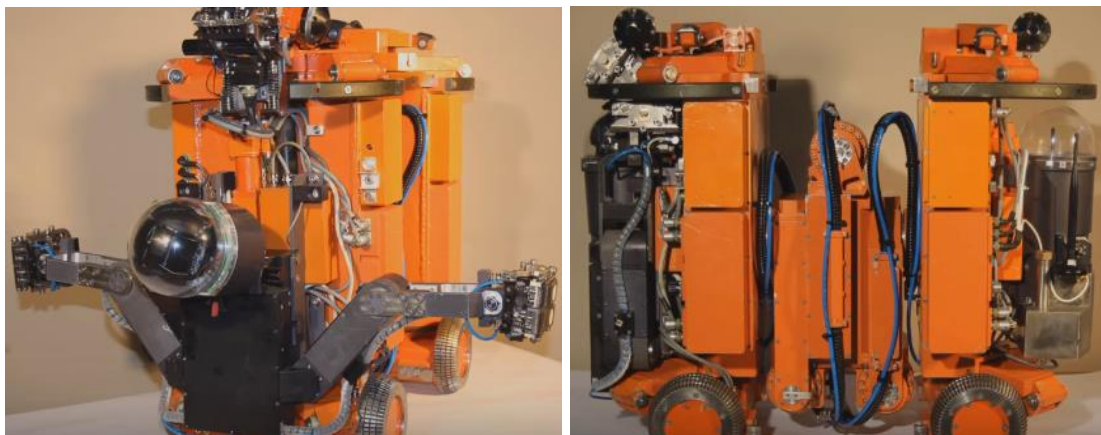


Рисунок 3.27 - Робототехническая система компании ОАО «Оргэнергогаз»

Устройство относится к колесно-шагающим сочлененным транспортным средствам и состоит из подвижного аппарата и диагностирующих модулей для проведения ВИК и ультразвукового ЭМА контроля [61].

Подвижный аппарат состоит из 2-х секций, связанных между собой механизмом сочленения, для удобного маневрирования в трубе и прохождения вертикальных тройников. Для фиксации устройства и движения в вертикальной плоскости используются распорные механизмы (рисунок 3.28).

					Контроль с применением робототехнических систем	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		121



Рисунок 3.28 – Распорные устройства аппарата

Загрузка комплекса производится через люк-лаз, обратный клапан или технологический рез в предварительно опорожненный трубопровод.

Робототехническая система является автономной, питание осуществляется с помощью аккумуляторной батареи. Управление устройства происходит по технологии Wi-Fi.

Скорость аппарата до 10 м/мин. В горизонтальной плоскости движения происходит за счет качения на колесах, в вертикальной – в шагающем режиме.

Для ВИК робототехнический комплекс снабжен 2 камерами высокого разрешения на передней и задней секциях. Обнаружение невидимых при ВИК дефектов происходит при ультразвуковом ЭМА контроле, что позволяет проводить сплошной мониторинг по неочищенной внутренней поверхности трубопровода [62].

Компания ЗАО «IntroScan Technology» создала робототехнический комплекс А2072 «IntroScan» (рисунок 3.29), способный диагностировать трубопроводы диаметром 400 - 1400 мм.

					Контроль с применением робототехнических систем	Лист
						122
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		



Рисунок 3.29 - Робототехнический комплекс A2072 «IntroScan»

Сканер-дефектоскоп A2072 IntroScan предназначен для обнаружения, селекции типов и измерения параметров дефектов основного металла труб и сварных дефектов при проведении внутритрубной диагностики (ВТД) трубопроводов.

Сканер-дефектоскоп обеспечивает внутритрубный контроль трубопроводов без дополнительных очистных мероприятий. Проводит обследование основного металла и сварных соединений элементов трубопроводов с применением телевизионно-оптической системы (визуально-измерительный контроль) и антенных решеток с акустическими датчиками с сухим точечным контактом (волноводный ультразвуковой контроль, поперечная ультразвуковая волна SH-поляризация).

Аккумуляторные батареи позволяют устройству проводить контроль до 8 часов без подзарядки со скоростью 5 м/мин в транспортном режиме и 0,3 м/мин в индикаторном режиме контроля.

Загрузка устройства производится в опорожненный трубопровод через имеющиеся люк-лазы, свечные линии от $D_n = 300$ мм, технологические отверстия 320x240 мм и поперечныерезы (рисунок 3.30).

					Контроль с применением робототехнических систем	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		123



Рисунок 3.30 – Загрузка устройства А2072 в трубопровод

Управление движением сканера и получение диагностической информации на пульт оператора в режиме реального времени осуществляется по каналу Wi-Fi, за счет чего робототехническая система может находиться на удалении до 1,5 км от оператора.

Телевизионно-оптическая система сканера, включающая 2 HD камеры высокого разрешения с фронтальной и тыльной сторон, два светодиодных прожектора и привод поворота модуля в вертикальной плоскости, обеспечивает визуальный контроль в процессе выполнения работ по ВТД.

В процессе контроля используется ультразвуковой контроль с ЭМА-преобразователями с сухим точечным контактом (СТК), позволяющим возбуждать и принимать ультразвуковые колебания в стенке деталей трубопровода без применения контактной жидкости – только за счет трения керамического протектора преобразователя с поверхностью металла (поиск дефектов с высотой более 10% от толщины стенки трубопровода, эффективная длина контроля до 4 000 мм). Сканер-дефектоскоп производит оперативный анализ данных с мгновенной выдачей модели трубопровода в формате 3D (рисунок 3.31).

					Контроль с применением робототехнических систем	Лист
						124
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

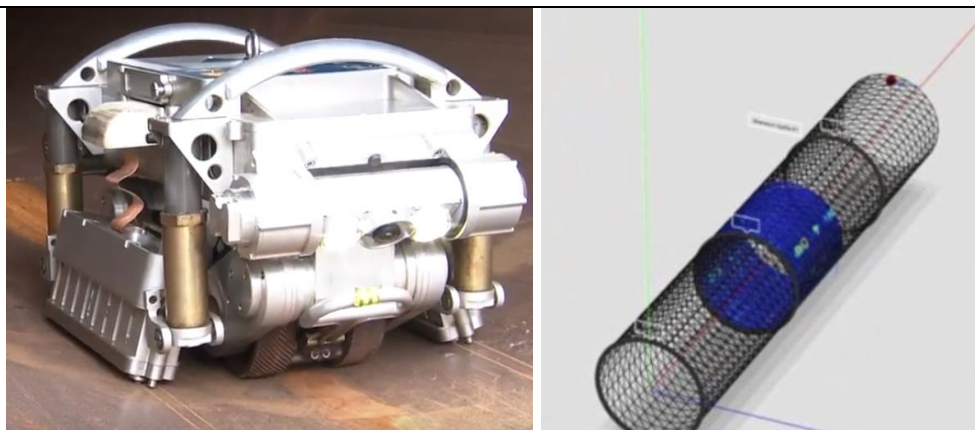


Рисунок 3.31 – Принцип и результаты диагностики сканер-дефектоскопом A2072 IntroScan

Система способна двигаться не только по горизонтальным участкам, но и вертикальным, в том числе отводы и тройники за счет использования магнитно-колесных модулей [63].

Современные робототехнические системы - это высокотехнологичные устройства, обеспечивающие проведение контроля трубопровода с использованием сразу нескольких методов неразрушающего контроля. Комбинация методов способствует более точному определению местоположения дефектов, их размеров, формы и позволяет оценить с высокой степенью достоверности оценить техническое состояние диагностируемого трубопровода и его остаточный ресурс с целью обеспечения безопасной эксплуатации трубопровода.

Достоинства самодвижущихся робототехнических систем:

– Обнаружения широкого спектра дефектов глубиной от 10 % толщины исследуемого трубопровода (усталостных трещин, дефектов на границе и в основном теле поперечных и продольных сварных швов, дефектов стресс-коррозионного растрескивания, несплошностей, расслоений, неоднородных включений и т.д.) с их точным местоположением, формой, размерами в режиме реального времени и, при необходимости, уточнение на месте выявления дефекта;

					Контроль с применением робототехнических систем	Лист 125
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- Высокая достоверность результатов в связи с применением нескольких методов контроля;
 - Возможность загрузки дефектоскопа в трубопровод через люк-лаз, обратный клапан или технологический рез без использования камер пуска-приема;
 - Высокая маневренность;
 - Управление в режиме реального времени;
 - Отсутствие шурфовки участка трубопровода и удаления изоляции для проведения ВТД;
 - Возможность прохождения участков трубопровода сложной геометрии таких как наклонные, вертикальные участки, крутозагнутые отводы и тройники;
 - Самостоятельное регулирование скорости движения в процессе ВТД;
 - Возможность проведения контроля по неочищенной внутренней полости трубопровода в связи с применением бесконтактного ультразвукового ЭМА метода;
 - Высокая информативность получаемых данных, оперативность предоставления отчета.
- Недостатки данных робототехнических систем:*
- Высокие убытки предприятия из-за необходимости в остановке эксплуатации трубопровода и его полном опорожнении;
 - Ограниченный запас хода в связи с длиной кабеля (в случае проводных устройств) или с ресурсом аккумуляторной батареи (для автономных устройств);
 - Высокая стоимость диагностических работ и применяемого оборудования;
 - Сложность оценки глубины трещиноподобных дефектов;

					Контроль с применением робототехнических систем	Лист
						126
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

– Низкая скорость мониторинга по сравнению с внутритрубными снарядами-дефектоскопами;

– Невозможность проведения контроля трубопровода малого диаметра (не более 300 мм) вследствие больших габаритных размеров применяемых устройств.

Вывод:

Использование робототехнических систем для контроля трубопроводов рационально и целесообразно:

– при остановке процесса перекачки транспортируемого продукта и его вытеснении вследствие возникновения аварийной ситуации. Например, при аварии на промышленном газовом шлейфе - коллекторе диаметром 426 мм. Оперативная диагностика участка газопровода с применением данных устройств позволит обнаружить иные дефекты в трубопроводе и избежать возможных аварий;

– при плановой остановке технологического процесса для проведения текущих ремонтных работ в летний период. Например, при плановом останове технологического процесса на УКПГ для проведения ревизии оборудования и вспомогательных систем. Проведение технического диагностирования с использованием внутритрубных робототехнических систем позволит оценить фактическое техническое состояние промышленных трубопроводов и, следовательно, безопасность транспорта газа с кустов на УКПГ;

– при вводе ответственного производственного объекта в эксплуатацию. В качестве примера может служить проведение диагностирования системы промышленных трубопроводов при разработке нового куста на начальном этапе и введения его в эксплуатацию. Робототехнические системы могут производить контроль сварных швов с внутренней стороны трубопровода, а также обнаружить технологические дефекты трубопроводов, возникших на этапе строительства.

					Контроль с применением робототехнических систем	Лист
						127
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

4 Расчетная часть

4.1 Условия проведения диагностирования

Участок промыслового нефтепровода длиной 2 км, проложенный подземным способом и находящийся в эксплуатации 25 лет, подлежит диагностике на предмет обнаружения утечек и развивающихся дефектов.

Параметры диагностируемого участка нефтепровода:

- $D_n = 219$ мм – наружный диаметр нефтепровода;
- Ст20 – марка стали нефтепровода;
- $P = 7,5$ МПа – рабочее давление нефтепровода;
- $\delta = 8$ мм – толщина стенки нефтепровода.

Контроль нефтепровода проводился в 2 этапа. На первом этапе обследование проводилось с использованием аэротепловизионного метода, на втором этапе – с применением магнитометрического метода.

Аэротепловизионный контроль проводился беспилотным летательным аппаратом (БПЛА) в летний период при значительной облачности и отсутствии осадков и ветра на высоте до 100 м. На борту БПЛА находился тепловизор NEC R300SR японской компании NEC для обследования трассы промыслового газопровода и видеокамера высокого разрешения для обеспечения управления БПЛА. Оператор, осуществлявший управление БПЛА, в режиме реального времени получал термограмму трассы нефтепровода для обнаружения повреждения изоляции и утечке транспортируемого продукта по критическому изменению температуры участка трубопровода.

					Использование робототехнических систем для контроля промысловых трубопроводов			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Смагин Т.И.		01.06.18	Расчетная часть	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В		01.06.18		ДР	128	168
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б4Б		
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.18				

В результате проведения 1 этапа диагностирования не было выявлено участков критического изменения температуры, что говорит об отсутствии повреждения изоляционного покрытия и утечки продукта перекачки.

На 2 этапе диагностирования нефтепровода проводился контроль магнитометрическим методом с использованием портативного сканирующего устройства и измерителя концентрации напряжений ИКН-3М-12. Диагностирование проводилось двумя операторами в климатических условиях, аналогичных первому этапу контроля.

В результате 2 этапа диагностирования были обнаружены 3 участка с аномальными изменениями напряженности магнитного поля рассеяния на расстоянии 798 м, 1245 м и 1344 м от начальной точки диагностируемого участка соответственно. Для идентификации предполагаемых дефектов производилась шурфовка данных участков, удаление изоляционного покрытия, обнаружение причины аномалий напряженности магнитного поля, а также определение точных параметров дефектов (длина, глубина) и фактической толщины нефтепровода с применением электромагнитно-акустического толщиномера А1270.

4.2 Расчет минимальной толщины стенки трубопровода при отбраковке

Для определения мероприятий по ремонту нефтепровода или замене дефектного участка произведем расчет минимально-допустимого утонения толщины стенки согласно РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов» [45] по формуле:

$$\delta_{отб} = \frac{n \cdot P \cdot \alpha \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n \cdot P)} \text{ при } \frac{R_2^H \cdot m_3}{R_1^H \cdot m_2} \geq 0,75; \quad (1)$$

$$\delta_{отб} = \frac{n \cdot P \cdot \alpha \cdot D_H}{2 \cdot (0,9 \cdot R_2^H \cdot m_3 + n \cdot P)} \text{ при } \frac{R_2^H \cdot m_3}{R_1^H \cdot m_2} < 0,75; \quad (2)$$

где $\delta_{отб}$ – толщина стенки трубы или детали трубопровода, м, при которой они должны быть изъяты из эксплуатации;

					Расчетная часть	Лист
						129
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

n – коэффициент перегрузки рабочего давления в трубопроводе, равный 1,2;

P – рабочее давление в нефтепроводе, Па;

D_n – наружный диаметр нефтепровода, м;

α – коэффициент несущей способности, для трубопроводов гладких и сварных $\alpha = 1,3$ при $R/D_n = 1$;

R_1^H – нормативное сопротивление, равное наименьшему значению временного сопротивления разрыву материала труб, принимаемое по ГОСТу или ТУ на соответствующие виды труб, Па (табл. 7.2);

R_2^H – нормативное сопротивление, равное наименьшему значению предела текучести при растяжении, сжатии и изгибе материала труб, принимаемое по ГОСТу или ТУ на соответствующие трубы, Па (табл. 7.2);

m_1 – коэффициент условий работы материала труб при разрыве, равный 0,8;

m_2 – коэффициент условий работы трубопровода, величина которого принимается в зависимости от транспортируемой среды: для инертных газов (азот, воздух и т. п.) или токсичных, взрывоопасных и горючих жидкостей - 0,75;

m_3 – коэффициент условий работы материала труб при повышенных температурах, для условий работы промышленных трубопроводов принимается равным 1;

k_1 – коэффициент однородности материала труб: для бесшовных труб из углеродистой и для сварных труб из низколегированной ненормализованной стали $k_1 = 0,8$;

R_1 – расчетное сопротивление материала труб и деталей технологических трубопроводов, Па, определяемое по формуле:

$$R_1 = R_1^H \cdot m_1 \cdot m_2 \cdot k_1.$$

					Расчетная часть	Лист
						130
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Определим значения R_1^H и R_2^H из таблицы руководящего документа РД 39-132-94 [45]:

Таблица 4.1 – Механические характеристики трубопроводных сталей

ГОСТ на трубы	Марка стали	R_1^H , МПа	R_2^H , МПа
8731-74	10	353	216
	20	412	245
	10Г2	471	265
8733-74	10	350	206
	20	412	245
	10Г2	421	245
10705-80 (в термообработанном состоянии)	10	333	206
	ВСт3сп	372	225
	20	412	245
10705-80 (без термообработки)	10	333	Согласно сертификату или результатам испытаний
	ВСт3сп	392	
	15,20	372	
550-75	20	431	255
	10Г2	470	260
	15Х5	392	216
	15Х5М	392	216
	15Х5ВФ	392	216
	15Х5МУ	588	412
	12Х8ВФ	392	167
9940-81	08Х18Н10Т	520	Согласно сертификату или результатам испытаний
	12Х18Н10Т	529	
	10Х17Н13М2Т	529	
9941-81	08Х18Н10Т	549	То же
	12Х18Н10Т	549	
	10Х17Н13М2Т	529	
ТУ 14-3-460-75	12Х1МФ	441	260

Из таблицы 4.1 принимаем значения $R_1^H = 412$ МПа и $R_2^H = 245$ МПа.

Вычислим неравенство для выбора необходимой формулы (1) и (2):

$$\frac{R_2^H \cdot m_3}{R_1^H \cdot m_2} = \frac{245 \cdot 1}{412 \cdot 0,75} = 0,79 \geq 0,75 \rightarrow \text{Используем уравнение (1).}$$

					Расчетная часть	Лист
						131
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Рассчитаем расчетное сопротивление материала труб и деталей технологических трубопроводов R_1 :

$$R_1 = R_1^H \cdot m_1 \cdot m_2 \cdot k_1 = 412000000 \cdot 0,8 \cdot 0,75 \cdot 0,8 = 197760000 \text{ Па} \\ = 197,76 \text{ МПа.}$$

Найдем толщину стенки нефтепровода $\delta_{отб}$, при которой он должен быть изъят из эксплуатации:

$$\delta_{отб} = \frac{n \cdot P \cdot \alpha \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n \cdot P)} = \frac{1,2 \cdot 7500000 \cdot 1,3 \cdot 0,219}{2 \cdot (197760000 + 1,2 \cdot 7500000)} = 4,77 \text{ мм.}$$

Таким образом, минимальной толщины стенки нефтепровода, при которой он должен быть изъят из эксплуатации, равно $\delta_{отб} = 4,77 \text{ мм.}$

4.3 Определение мероприятий по устранению выявленных дефектов

Определим мероприятия по устранению выявленных дефектов нефтепровода для предотвращения аварийных ситуаций и обеспечения надежной и безопасной эксплуатации трубопроводной системы.

На I дефектном участке с координатой $x_1=798 \text{ м}$ и толщиной стенки $7,9 \text{ мм}$ обнаружены три коррозионных дефекта со следующими параметрами (длина является проекцией на продольную ортогональную плоскость): длина – 200 мм , максимальная глубина $1,2 \text{ мм}$; длина – 110 мм , максимальная глубина – $3,5 \text{ мм}$; длина – 80 мм , максимальная глубина – $2,1 \text{ мм}$. Длина перемычек между дефектами 40 и 100 мм . Общая длина дефектной области – 530 мм . Поскольку длины перемычек между дефектами меньше длины более длинного дефекта, совокупность дефектов рассматривают как один дефект длиной 530 мм и максимальной глубиной $3,5 \text{ мм}$. Производится корректировка максимальной глубины дефекта на разность фактической и номинальной толщин стенок трубы, т.е. $h_{max} = 3,5 - (8,0 - 7,9) = 3,4 \text{ мм}$.

Вычислим остаточную толщину нефтепровода: $\delta_{ост} = \delta - h_{max} = 7,9 - 3,4 = 4,5 \text{ мм}$. Полученное значение меньше минимально-допустимого

					Расчетная часть	Лист
						132
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

значения ($\delta_{\text{ост}} < \delta_{\text{отб}}$), поэтому данный участок нефтепровода должен быть забракован и немедленно отремонтирован путем замены катушки длиной.

Определим длину вырезаемой катушки.

Согласно РД 153-39.4-130-2002 «Регламент по вырезке и врезке "катушек" соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры и подключению участков магистральных нефтепроводов» [65], длина вырезаемого участка трубопровода должна быть больше дефектного участка не менее чем на 100 мм с каждой стороны, но не меньше диаметра трубопровода. Вычислим длину вырезаемой катушки:

$$l_{\text{общ}} = 0,53 + 0,1 \cdot 2 = 0,73 \text{ м.}$$

Таким образом, дефекты устраняют при помощи вырезки катушки длиной 730 мм и ее замены.

На II дефектном участке с координатой $x_{2\text{ср}}=1245$ м (по факту аномалии были обнаружены в нескольких местах в промежутке с 1243 м по 1248 м) производилась шурфовка для идентификации дефектных областей (рисунок 4.1).

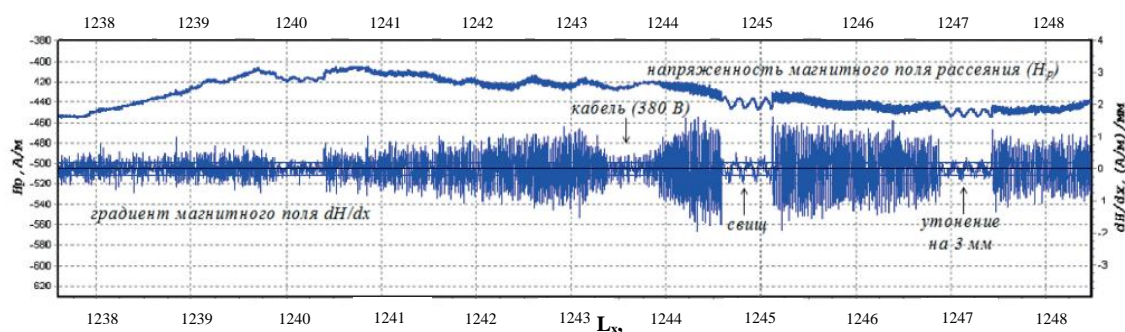


Рисунок 4.1 - Магнитограмма проведенного обследования на участке 1238 – 1248м.

По оси абсцисс L_x – длина контролируемого участка трубопровода; по оси ординат: слева dH/dx – градиент магнитного поля [А/м]; справа H_p – напряженность магнитного поля рассеяния [(А/м)/мм]

На участке 1243-1244 м предполагалось изменение магнитного поля рассеяния в связи с пересечением кабеля ЛЭП (380 В), на участке 1244 – 1245

					Расчетная часть	Лист
						133
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

м – с наличием трещин, на участке 1247-1248 м – с утонением стенок нефтепровода.

В результате при удалении изоляции участка 1243-1244 м на нефтепроводе толщиной 7,8 мм не было обнаружено повреждений стенки, что говорит о влиянии кабеля ЛЭП на показания прибора. На участке 1244 – 1245 м была обнаружена трещина длиной 550 мм и максимальной глубиной 2,5 мм, через 1,8 м от трещины обнаружено отслоение изоляционного покрытия и коррозионный дефект длиной 650 мм с максимальной глубиной 2,9 мм.

Согласно таблице 7.3 «Критерии по отбраковке труб» из руководящего документа РД 39-132-94 [45], при обнаружении на трубопроводе трещины независимо от ее параметров участок нефтепровода должен быть забракован. Ремонт осуществляется заменой катушки. Соседний коррозионный дефект (на магнитограмме крайний справа) устраняется аналогичным образом.

Рассчитаем общую длину вырезаемой катушки (согласно РД 153-39.4-130-2002 [61]):

$$l_{\text{общ}} = 0,55 + 0,65 + 1,8 + 0,1 \cdot 2 = 3,2 \text{ м.}$$

Таким образом, ремонтная бригада произведет замену катушки длиной 3200 мм с находящимися на нем обоими дефектами.

На III дефектном участке с координатой $x_3=1344$ м и толщиной стенки 7,9 мм обнаружен коррозионный дефект длиной 220 мм и максимальной глубиной 1,8 мм. Вычислим остаточную толщину трубопровода: $\delta_{\text{ост}} = \delta - h_{\text{max}} = 7,9 - 1,8 = 6,1$ мм. Полученное значение больше минимально-допустимого значения ($\delta_{\text{ост}} > \delta_{\text{отб}}$), поэтому данный участок трубопровода ремонтируют путем зачистки поверхности и шлифовки дефектного сектора трубы.

					Расчетная часть	Лист
						134
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Вывод:

– Проведен расчет минимально-допустимой толщины стенки трубопровода, при которой он должен быть изъят из эксплуатации и подлежит отбраковке - $\delta_{отб} = 4,77$ мм.

– Выполнена отбраковка дефектных участков трубопровода по результатам диагностики нефтепровода с применением 2 методов диагностики. В результате 2 обнаруженных участка оказались забракованы и подлежат вырезке и замене, 1 дефектный участок – подлежит шлифовке.

					Расчетная часть	Лист
						135
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

5.1 Введение

Обеспечение надежной и безопасной эксплуатации разветвленной системы промысловых трубопроводов является первоочередной задачей для нефтегазовых предприятий. Своевременное проведение мониторинга текущего технического состояния трубопроводов позволяет обнаруживать зарождающиеся и развивающиеся дефекты стенки трубопровода, определять остаточных ресурс трубопровода, тем самым предотвращать возникновение аварийных ситуаций и инцидентов, а также уменьшать затраты на ликвидацию последствий аварий.

Для определения эффективности проведения диагностирования технического состояния промысловых трубопроводов выполним сравнение затрат на осуществление двух моделированных ситуаций:

I. На участке промысловом нефтепроводе диаметром 219 мм, толщиной стенки 8 мм и длиной 2 км проведено диагностирование технического состояния бесконтактным магнитометрическим методов, по результатам которого был определен и идентифицирован участок с критическим дефектом, что позволило избежать аварийной ситуации. Впоследствии была произведена остановка перекачки нефти, выполнен ремонт дефектного участка методом вырезки катушки и ее замены.

II. На промысловом нефтепроводе диаметром 219 мм и толщиной стенки 8 мм не проводилось техническое диагностирование. Критический дефект на внутренней полости трубопровод привел к возникновению аварийной ситуации с выходом нефти на поверхность в объеме 11 тонн и загрязнением

					Использование робототехнических систем для контроля промысловых систем			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Смагин Т. И.		01.06.18	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В		01.06.18		ДР	136	168
Консульт.		Макашева Ю.С.		30.05.18		Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б4Б		
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.18				

почвы, водных объектов и атмосферы. Эксплуатирующим предприятием был проведен комплекс работ по локализации и ликвидации последствий аварийного разлива нефти, а также ремонт дефектного участка методом вырезки катушки и ее замены.

Рассчитаем сокращение затрат при проведении диагностирования с последующим ремонтом дефектного участка (в первом случае) и без проведения диагностики технического состояния промыслового нефтепровода (во втором случае) с дальнейшей заменой дефектной катушки.

5.2 Расчет затрат при проведении технического диагностирования

Для проведения магнитометрического контроля эксплуатируемого нефтепровода необходима специальное сканирующее устройство, в основе которой лежит измеритель концентрации напряжений ИКН-3М-12. Рассмотрим затраты, необходимые на покупку диагностического оборудования (таблица 1).

Таблица 1 – Затраты на приобретение диагностического оборудования

№ п/п	Наименование	Общее количество	Цена, руб.
1	Измеритель концентрации напряжений ИКН-3М-12	1	350000
2	Вспомогательные элементы сканирующей системы	комплект	50000
3	Программное обеспечение для расшифровки результатов	1	20000
4	Персональный компьютер	1	50000
	Итого		470000

Амортизационные отчисления для всего оборудования составляют 20 % от общих затрат на приобретения диагностического оборудования:

$$З_{\text{Ам}} = 470000 \cdot 0,2 = 94000 \text{ руб.}$$

Контроль проводится двумя специалистами неразрушающего контроля 2 уровня. Зарплата производителям работ рассчитывается в соответствии с

актуальными тарифными ставками, продолжительностью работ, а также дополнительными надбавками (таблица 2).

Таблица 2 – Надбавки и доплаты к заработной плате

№ п/п	Наименование надбавки	Коэффициент
1	Районный коэффициент	1,5
2	Доплата за вредные условия труда	1,1
3	Доплата за вахтовый метод работы	1,25
4	Доплата за время нахождения в пути	1,1

Тарифная ставка специалиста неразрушающего контроля 2 уровня:
 $T_{\text{ч}} = 140 \text{ руб/час.}$

Продолжительность проведения контроля магнитометрическим методом участка промышленного нефтепровода при скорости движения сканирующего устройства 1 км/ч составляет 2 часа.

Продолжительность этапов диагностических работ приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Продолжительность проведения диагностических работ

№ п/п	Наименование этапа	Единицы измерения	Количество
1	1. Подготовительные мероприятия	Час.	1
2	2. Проведение контроля	Час.	2
3	3. Обработка полученных результатов	Час.	2
4	4. Расшифровка магнитограммы	Час.	3
5	5. Определение местоположения дефектных участков	Час.	2
6	Итого	Час.	10

1) Выполним расчет заработной платы специалистов НК по формуле:

$$ЗП_{\text{ч}} = T_{\text{ч}} \cdot RK \cdot ДВ \cdot ВП \cdot ВР;$$

где $T_{\text{ч}}$ – часовая тарифная ставка;

RK – районный коэффициент;

$ДВ$ – доплата за вредные условия труда;

$ВП$ – доплата за время нахождения в пути;

$ВР$ – доплата за вахтовый метод работы.

$$ЗП_{\text{ч}} = 140 \cdot 1,5 \cdot 1,1 \cdot 1,1 \cdot 1,25 = 317,6 \text{ руб/час.}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		138

При суммарной продолжительности диагностических работ $T = 10$ ч. и количестве рабочих $q = 2$ стоимость проведения контроля составит:

$$ЗП = ЗПч \cdot T \cdot q = 317,6 \cdot 10 \cdot 2 = 6352 \text{ руб.}$$

2) С учетом затрат на приобретение дефектоскопического оборудования суммарные затраты на диагностирование участка нефтепровода составят:

$$З_{\text{общ}} = 6352 + 470000 = 476352 \text{ руб.}$$

3) Вычислим отчисления на единый социальный налог (ЕСН). На 2018 год при оплате ЕСН плательщик должен перечислить в фонды следующие проценты:

- 22% в Пенсионный Фонд;
- 2,9% в Фонд социального страхования;
- 5,1% в Фонд медицинского страхования.

Итого ЕСН составляет: 30,0%.

4) Согласно рассчитанному значению стоимости проведения контроля, определим общие отчисления на ЕСН:

$$З_{\text{ЕСН}} = 6352 \cdot 0,3 = 1905,6 \text{ руб.}$$

Расчет общей стоимости проведения дефектоскопических работ бесконтактным магнитометрическим методом представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Общая сумма затрат на проведение дефектоскопических работ

№ п/п	Наименование этапа производства работ	Стоимость, руб.	Удельный вес, %
1	Затраты на приобретение оборудования	470000	79,7
2	Амортизационные отчисления	94000	15,9
3	Затраты на оплату труда	6352	0,1
4	Отчисления на ЕСН	1905,6	1,3
5	Непредвиденные расходы	17167,7	3,0
6	Итого:	589425,3	100

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		139

5.3 Расчет затрат на ремонт дефектного участка методом вырезки катушки и ее замены

Проведение вырезки дефектного участка трубопровода и ее замены подразумевает несколько основных этапов:

- Земляные работы;
- Очистка участка трубопровода от изоляции;
- Идентификация дефектов и определение их параметров;
- Вырезка дефектного участка;
- Установка герметизаторов типа Кайман или ПЗУ;
- Врезка катушки;
- Контроль сварных швов методами неразрушающего контроля;
- Земляные работы.

Полагаясь на опыт предприятий по проведению замены дефектного участка, примем общую продолжительность всех этапов равной двум 8-часовым рабочим сменам.

1) Вычислим затраты на приобретение необходимого для ремонта оборудования (таблица 4).

Таблица 4 – Затраты на приобретение оборудования для производства ремонтных работ

№ п/п	Наименование	Марка	Кол-во	Цена единицы, тыс. руб.	Расходы на транспорт и монтаж, руб.	Полная стоимость, тыс. руб.
1	Бульдозер	Komatsu D3E- 12	1	8800	600	9400
2	Экскаватор	Daewoo SOLAR L 180W-V	1	5500	390	5890
3	Сварочная машина	Lincoln Electric Inverter V350- PRO	1	465	31	496
4	Самосвал	Урал 5557-612174	1	3800	250	4050
5	Вахтовая машина	Урал 4320	1	2800	200	3000
					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		
						Лист
						140

6	Трал	КРАЗ 6443-08002	1	2100	150	2250
7	Трубоискатель	ТИ-12	1	200	15	215
8	Ручная шлифовальная машина		1	13	1	14
9	Итого:					25315

2) Рассчитаем амортизационные отчисления для ремонта дефектного участка в соответствии с нормами амортизации оборудования (таблица 5).

Таблица 5 - Расчет амортизационных отчислений для производства ремонтных работ

№ п/п	Наименование	Марка	Кол-во	Полная стоимость, тыс. руб.	Норма амортизации, %	Сумма амортизации, тыс. руб.
1	Бульдозер	Komatsu D3E- 12	1	9400	20	1880
2	Экскаватор	Daewoo SOLAR L 180W-V	1	5890	20	1178
3	Сварочная машина	Lincoln Electric Inverter V350- PRO	1	496	20	99,2
4	Самосвал	Урал 5557-612174	1	4050	20	810
5	Вахтовая машина	Урал 4320	1	3000	20	600
6	Трал	КРАЗ 6443-08002	1	2250	20	450
7	Трубоискатель	ТИ-12	1	215	10	21,5
8	Ручная шлифовальная машина		1	14	10	1,4
9	Итого:		8	25315		5040,1

3) Произведем расчет заработной платы (ЗП) участников ремонтных работ. В расчетах учтены следующие факторы:

- Почасовая тарифная ставка соответствует профессии рабочего;
- В столбец «Премии, доплаты и надбавки» в размере 50 % от суммы за проведение ремонтных работ входят: надбавка за вредные условия труда, надбавка за вахтовый метод работы;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		141

– Столбец «Районный коэффициент» назначается в размере 80 % от суммы за проведение ремонтных работ;

– Данные соответствуют нормативным значениям за 2018 год (таблица 6).

Таблица 6 - Фонд оплаты труда участников ремонтных работ

№ п/п	Профессия	Кол-во	Тарифная ставка, руб.	Продолжительность, ч.	Сумма за проведение работ, руб.	Премии, доплаты и надбавки, руб.	Рай. коэф.	Общий фонд ЗП, руб.
1	Мастер	1	150	16	2400	1200	1920	5520
2	Машинист бульдозера	1	130	16	2080	1040	1664	4784
3	Машинист экскаватора	1	130	16	2080	1040	1664	4784
4	Водитель вахтовой машины	1	120	16	1920	960	1536	4416
5	Машинист самосвала	1	130	16	2080	1040	1664	4784
6	Электро-сварщик	2	110	16	3520	1760	2816	6512
7	Дефектоскопист	2	130	16	4160	2080	3328	9568
8	Итого:	9						40368

4) Стоимость основных и вспомогательных материалов для качественного проведения ремонтных работ приведена в таблице 7.

Таблица 7 – Затраты на приобретение материалов для ремонтных работ

№ п/п	Наименование материалов	Единицы измерения	Кол-во	Цена единицы, руб.	Общая сумма, руб.
1	Катушка	шт.	1	90000	90000
2	Изоляционная пленка	кг	60	1000	60000
3	Электрод 3 мм	кг	5	200	1000
4	Электрод 5 мм	кг	15	220	3300
5	Праймер	кг	5	50	250
6	Фреза отрезная	шт.	2	1000	2000
7	Круг шлифовальный	шт.	2	800	1600
8	Абразивная дробь	кг	100	60	6000
9	Итого:				164150

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		142

5) Вычислим отчисления на единый социальный налог (ЕСН). Как было выше упомянуто, при оплате ЕСН плательщик должен перечислить в фонды 30,0%. Согласно общему фонду заработной платы (таблица 6), определим общие отчисления на ЕСН:

$$З_{\text{ЕСН}} = 40368 \cdot 0,3 = 12110,4 \text{ руб.}$$

5.4 Расчет затрат на локализацию и ликвидацию последствий аварийной ситуации

Согласно «Методике определения ущерба окружающей природной среде при авариях на нефтепроводах» [66], утвержденной Минтопэнерго 01.09.1995 г., эксплуатирующее предприятие обязано провести комплекс работ по ликвидации аварийного разлива нефти и заплатить штраф за ущерб, подлежащий компенсации окружающей природной среде от загрязнения почвы, водных объектов и атмосферы.

В таблице 8 представлены затраты на ликвидацию аварийной ситуации промышленного нефтепровода с учетом, что на май 2018 года стоимость нефти российской марки Urals составляет 74,2 долларов за баррель.

Таблица 8 – Затраты средств на ликвидацию последствий аварии

№ п/п	Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
1	Сбор разлитой нефти с поверхности грунта	700
2	Рекультивация земель	650
3	Очистка водного объекта	980
4	Потеря нефти (5 из 11 тонн)	180
5	Плата за ущерб от загрязнения почвы	150
6	Плата за ущерб от загрязнения водного объекта	1020
7	Плата за ущерб от загрязнения атмосферы	370
8	Итого	4050

5.5 Сравнительный анализ рассмотренных ситуаций

1) Составим сводную смету затрат для I случая (таблица 9).

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		143

Таблица 9 – Сводная смета затрат при проведении диагностики и ремонтных работ по замене дефектного участка

№ п/п	Наименование работ	Наименование этапов	Результат, тыс. руб.
1	Проведение диагностирования трубопровода	Затраты на приобретение оборудования	470
		Амортизационные отчисления	94
		Затраты на оплату труда	6,4
		Отчисления на ЕСН	1,9
2	Замена дефектного участка трубопровода 30571,8 тыс р	Затраты на приобретение оборудования	25315
		Амортизационные отчисления	5040,1
		Затраты на приобретение материалов	164,2
		Затраты на оплату труда	40,4
		Отчисления на ЕСН	12,1
3	Общая стоимость работ		31144,1

2) Для получения реальной стоимости проведения работ стоит ввести корректировку на непредвиденные расходы в размере 3 % от общей суммы затрат. В итоге, общая стоимость проведения работ в первом случае P_1 равна:

$$P_1 = 31144,1 \cdot 1,03 = 32078,4 \text{ тыс. руб.}$$

3) Составим сводную смету затрат для II случая (таблица 10).

Таблица 10 – Сводная смета затрат при проведении диагностики и ремонтных работ по замене дефектного участка

№ п/п	Наименование работ	Наименование этапов	Результат, тыс. руб.
1	Ликвидация аварийного разлива нефти	Затраты на проведения работ по ликвидации аварии и платы за ущерб окружающей среде	4050
2	Замена дефектного участка трубопровода 30571,8 тыс р	Затраты на приобретение оборудования	25315
		Амортизационные отчисления	5040,1
		Затраты на приобретение материалов	164,2
		Затраты на оплату труда	40,4
		Отчисления на ЕСН	12,1
3	Общая стоимость работ		34621,8

4) При корректировке суммы на непредвиденные расходы, результирующая стоимость проведения работ во втором случае P_1 будет равна:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		144

$$P_2 = 34621,8 \cdot 1,03 = 35660,5 \text{ тыс. руб.}$$

5) Рассчитаем сокращение затрат ΔP при проведении диагностирования с последующим ремонтом дефектного участка (в первом случае) и без проведения диагностики технического состояния промышленного нефтепровода (во втором случае) с дальнейшей заменой дефектной катушки:

$$\Delta P = 35660,5 - 32078,4 = 3582,1 \text{ тыс. руб.} \approx 3,6 \text{ млн руб.}$$

5.6 Вывод

В выпускной квалификационной работе был проведен технико-экономический расчет проведения дефектоскопических работ с использованием бесконтактного магнитометрического метода неразрушающего контроля, который составил 589425,3 руб. Наибольшая часть затрат приходится на приобретение дефектоскопического оборудования.

Для обоснования эффективности проведения диагностики технического состояния промышленных трубопроводов был проведен экономический расчет двух моделированных ситуаций:

– При диагностировании промышленного нефтепровода с последующей вырезкой дефектного участка общая сумма затрат составила 32078,4 тыс. руб.

– При проведении мероприятий по ликвидации последствий аварийного разлива нефти с дальнейшей заменой дефектного участка нефтепровода общая стоимость производства работ составила 35660,5 тыс. руб.

Расчет выполнен с учетом реальной стоимости используемого оборудования и актуальных тарифных ставок при расчетах оплаты труда.

Сокращение затрат при проведении диагностирования с последующим ремонтом дефектного участка (в первом случае) и без проведения диагностики технического состояния промышленного нефтепровода (во втором случае) с дальнейшей заменой дефектной катушки составило 3,6 млн. руб., что говорит о целесообразности применения робототехнических систем для контроля

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		145

промышленных трубопроводов. Диагностирование трубопроводов с применением методов неразрушающего контроля позволяет предотвращать аварийные ситуации и минимизировать негативное воздействие на окружающую природную среду.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						146
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

6 Социальная ответственность

6.1 Введение

Промысловые трубопроводы являются важнейшим звеном в системе добычи и подготовки углеводородного сырья, поскольку осуществляют транспорт продукции, добываемой из нефтяных и газовых скважин, до пунктов переработки и доведения нефти и газа до товарных характеристик.

Обеспечение надежной и безопасной эксплуатации разветвленной системы промысловых трубопроводов является первоочередной задачей для нефтегазовых предприятий. Для осуществления комплексной оценки текущего технического состояния трубопроводов наряду с существующими методами неразрушающего контроля (НК) внедряются автоматизированные робототехнические системы, применение которых позволит предотвратить возникновение аварийных ситуаций при эксплуатации системы промысловых трубопроводов и обеспечить безопасность транспорта добываемого сырья.

В данном разделе ВКР объектом исследования являются вредные и опасные факторы, которые могут возникнуть в результате проведения контроля промысловых трубопроводов. Как наружные методы НК, так и внутритрунная дефектоскопия трубопроводов подразумевают взаимодействие специалистов и приборов с опасными производственными объектами, в связи с чем возникает необходимость в строгом нормировании условий труда, проведении мероприятий по уменьшению воздействий вредных и опасных факторов на специалистов НК и окружающую среду.

В данном разделе ВКР выполнен прогноз возможных негативных последствий производственной деятельности и охарактеризованы намеченные

					Использование робототехнических систем для контроля промысловых систем			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Смагин Т. И.		01.06.18	Социальная ответственность	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.		01.06.18		ДР	147	168
Консульт.		Абраменко Н.С.		28.05.18		Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б4Б		
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.18				

к реализации мероприятия для снижения негативного воздействия на компоненты окружающей среды, также проанализированы основные мероприятия, правила и требования соблюдения производственной и экологической безопасности при проведении диагностики промышленных трубопроводов.

6.2 Производственная безопасность

В таблице 1 представлен перечень опасных и вредных факторов, которые могут возникнуть при проведении диагностики промышленных трубопроводов согласно ГОСТ 12.2.003-74 [67].

Таблица 1 – Опасные и вредные факторы при проведении диагностики промышленных трубопроводов.

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74 [67])		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Работы в ходе диагностирования: – Очистка внутренней полости трубопровода от инородных предметов; – Запасовка робототехнической системы; – Извлечение диагностирующего устройства.	– Работа с токсичными и вредными веществами; – Повышенный уровень шума; – Отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне; – Недостаточная освещенность рабочей зоны.	– Движущиеся машины и механизмы; – Поражение электрическим током; – Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением.	– ГН 2.2.5.552-96 [68]; – СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [69]; – ГОСТ 12.1.003-2014. ССБТ [70]; – ГОСТ 12.1.029-80. ССБТ [71]; – СанПиН 2.2.4.548-96 [72]; – СП 52.13330.2011 [73]; – ГОСТ 12.2.003-74 [74]; – ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ [75]; – ГОСТ 30852.19-2002 [76].

6.2.1 Анализ вредных факторов, возможных при проведении диагностики трубопроводов и мероприятия по их устранению

Работа с токсичными и вредными веществами

При диагностировании промышленных трубопроводов в котловане при их эксплуатации возникает опасность выхода вредных веществ в воздух рабочей зоны из оборудования и трубопровода, что может привести к отравлению исполнителей ремонтных работ.

Согласно ГН 2.2.5.552-96 [68], предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны, которые могут появиться при проведении диагностики трубопроводов, представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

Наименование вещества	Величина ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Углеводороды алифатические предельные C ₁ – C ₁₀	300	IV
Бензин – растворитель (в пересчете на углерод)	300	IV
Керосин (в пересчете на углерод)	300	IV
Сероводород в смеси с углеводородами C ₁ –C ₂	3	II
Нефть сырая	10	III
Углекислый газ	9000	IV

Мероприятия по снижению негативного воздействия вредных веществ на персонал:

– Исключение источников появления вредных веществ (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры).

					Социальная ответственность	Лист
						149
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- Применение газоанализаторов для контроля загазованности.
- Применение принудительной вентиляции для снижения их концентрации в воздухе рабочей зоны.
- Использование средств индивидуальной защиты (противогазы, респираторы, спецодежда, изолирующие костюмы, рукавицы, перчатки, очки, маски).

Повышенный уровень шума

Промысловые трубопроводы, в частности газоперекачивающие шлейфы-коллекторы $D_n > 530$ мм, являются источниками производственного шума, который оказывает неблагоприятное воздействие на организм человека и результат его работы. Длительное воздействие шума снижает остроту слуха, может являться причиной его потери, изменяет кровяное давление, ухудшает зрение, нарушает координацию движений [69].

Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [70], нормированный уровень шума – 80 дБ А. Для снижения негативного влияния уровня шума в рабочей зоне производят следующие мероприятия в соответствии с ГОСТ 12.1.029-80 [71]:

- Замена или модернизация оборудования для исключения шумоопасных источников или снижения интенсивности шумов от них;
- Установка эффективных глушителей;
- Применение эффективной звукоизоляции, кожухов;
- Использование средств индивидуальной защиты. Согласно инструкциям по технике безопасности предприятия применяются вкладыши, представляющие собой мягкие тампоны, пропитанные смесью парафина и воска, жесткие вкладыши из резины, звукоизолирующие наушники, звукоизолирующие шлемы.

Отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне

Операторы робототехнических систем производят управление устройствами в мобильных автолабораториях. Для обеспечения высокой

					Социальная ответственность	Лист
						150
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

работоспособности и сосредоточенности специалистов в автолабораториях должны соблюдаться необходимые показатели микроклимата, такие как относительная влажность, интенсивность теплового излучения от нагретых поверхностей, барометрическое давление, скорость движения и температура воздуха и т.д. Согласно СанПиН 2.2.4.548-96 [72], на рабочем месте должна поддерживаться температура от +21 до +23 °С в холодное время года и от +22 до +24 – в теплое. Относительная влажность должна находиться в пределах 40 ÷ 60%. Чтобы обеспечить оптимальное сочетание параметров микроклимата, используют системы вентиляции и отопления.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Уровень освещения влияет не только на функционирование зрительного аппарата специалиста, но и на его физическое и психоэмоциональное состояние. При чрезмерном или же недостаточном освещении значительно снижается работоспособность производителя диагностических работ в связи с ухудшениями условий труда. Так, согласно Европейскому стандарту EN 13018:2001 [11], перед проведением визуально-измерительного контроля участка трубопровода должна быть обеспечена освещенность не менее 160 люкс для обзорного визуального контроля и не менее 500 люкс для локального визуального контроля.

Для компенсации недостаточной освещенности в светлое время суток используют комбинацию естественного и искусственного освещения, в темное время суток пользуются искусственным освещением согласно СП 52.13330.2011 [73]. В процессе идентификации обнаруженных дефектов и определения их параметров с применением методов НК используют источники местного освещения. Для этого применяются переносные светильники на аккумуляторе во взрывозащищенном исполнении.

					Социальная ответственность	Лист
						151
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

6.2.2 Анализ опасных факторов, возможных при проведении диагностики трубопроводов и мероприятия по их устранению

Движущиеся машины и механизмы

В процессе заправки внутритрубного снаряда-дефектоскопа возможен производственный травматизм рабочей бригады вследствие подвижных частей производственного оборудования, перемещений оборудования при монтаже и демонтаже, острых кромок и заусенцев на поверхностях оборудования, использования подъемных кранов для подачи дефектоскопа в камеру пуска и приема средств очистки и диагностики и т.д. Требования, предъявляемые к производственному оборудованию, подробно описаны в ГОСТ 12.2.003-74 [74].

Для предотвращения производственного травматизма рабочий персонал должен знать и соблюдать технику безопасности при работе с нефтегазовым оборудованием, а также быть обеспеченным необходимыми средствами индивидуальной защиты: рабочая одежда, перчатки, каски и т. д.

Поражение электрическим током

Источниками поражения от электрического тока при диагностике промышленных трубопроводов являются электрические приводы для подачи питания на дефектоскопические приборы и устройства.

Причины поражения электрическим током: прикосновение к токоведущим элементам, ошибочные действия персонала, нарушение изоляции токоведущих элементов, метеорологические условия (удар молнии) и аварийные ситуации. Опасное и вредное воздействия на людей электрического тока проявляются в виде электротравм и профессиональных заболеваний. Требования, предъявляемые к электробезопасности производственных процессов, подробно описаны в ГОСТ Р 12.1.019.2009 [75].

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий согласно ГОСТ 30852.19-2002 [76]:

					Социальная ответственность	Лист
						152
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

1. Применение защитного зануления, защитного заземления, защитного отключения;
2. Обеспечение изоляции, ограждение и недоступность электрических цепей;
3. Использование предупредительных плакатов и знаков безопасности;
4. Установка молниеотводов;
5. Проведение инструктажей и обучения персонала безопасным методам работы с электроприборами;
6. Использование средств индивидуальной защиты: диэлектрических перчаток и бот, диэлектрических резиновых ковриков, инструментов с изолированными ручками.

Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

При диагностировании дефектных участков промышленных трубопровода, находящегося в эксплуатации, основной опасностью является возможное разрушение трубопровода под действием транспортируемой продукции. Следствием аварии могут стать пожар, гибель людей, приведение оборудования в негодное состояние, утечка транспортируемого продукта, что также негативно отразится на окружающей среде.

Для предотвращения возникновения аварийных ситуаций и инцидентов проводят комплексное диагностирование технического состояния трубопроводов с целью обнаружения дефектов геометрии труб, потери металла и трещин в сварных швах. В случае аварии трубопровод должен быть немедленно остановлен и отключен до обнаружения причины аварии и ее устранения аварийной бригадой.

6.3. Экологическая безопасность

Воздействия объекта на атмосферу

Перекачиваемое по промышленным трубопроводам углеводородное сырье и иные загрязняющие вещества, содержащиеся в скважинной

					Социальная ответственность	Лист
						153
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

продукции, могут попадать в атмосферу в результате образования сквозных отверстий, свищей в теле трубопровода и выхода транспортируемой продукции в окружающую среду. Также загрязнение атмосферы происходит при плановых основах объектов подготовки нефти и газа и опорожнение технологических трубопроводов.

Для защиты атмосферы от негативного воздействия токсичный и загрязняющих веществ проводятся следующие мероприятия:

1. Проверка оборудования на прочность и герметичность;
2. Неукоснительное соблюдение согласованных технологических режимов работы оборудования;
3. Своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры;
4. Проведение диагностики трубопроводов на наличие утечек и их устранение.

Воздействия объекта на гидросферу

В процессе идентификации дефектов по результатам диагностического обследования промысловых трубопроводов возможен выход скважинной продукции в грунтовые воды, либо водный объект, если авария произошла на подводном переходе.

Для предотвращения аварийных ситуаций и загрязнения гидросферы подводные переходы и трубопровод в целом должен быть продиагностирован методами внутритрубной дефектоскопии, с применением водолазных дефектоскопических работ и при помощи самодвижущихся робототехнических систем.

Воздействия объекта на литосферу

При подготовке трубопроводов к пропуску внутритрубных дефектоскопических снарядов производят очистку внутренней полости трубопровода с применением очистных скребков. После пропуска очистных

					Социальная ответственность	Лист
						154
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

скребков в камеру приема очистных средств поступают внутритрубные отложения (например, парафины, механические примеси, продукты коррозии и т.д.), которые являются возможным источником загрязнения литосферы. Также в результате ремонтных работ образуется большое количество отходов производства.

Поэтому для защиты литосферы от загрязнения все отходы подлежат селективному сбору и последующей утилизации в соответствии с руководящей документацией.

Анализ воздействия на селитебную зону

Промысловые трубопроводы являются опасными производственными объектами, которые должны располагаться на некотором удалении от жилых зон и объектов жизнедеятельности населения с целью обеспечения безопасной эксплуатации трубопровода и минимизации последствий в случае аварийной ситуации или инцидента.

Согласно ГОСТ Р 55990-2014 [77], на этапе проектирования трасса промыслового трубопровода должна быть расположена на удалении не менее (при номинальном диаметре не более 300 мм):

- 150 м от населенных пунктов, предприятий и отдельных жилых зданий;
- 240 м от железнодорожных и автобусных станций и мостов;
- 150 м от автомобильных и железных дорог общего пользования.

Также для обеспечения безопасности и целости трубопровода назначается охранный зона по 25 метров в каждую сторону относительно оси трубопровода. На оси трубопровода устанавливаются специальные информационные и запрещающие таблички на ответственных участках трассы.

					Социальная ответственность	Лист
						155
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При проведении технического диагностирования промышленных трубопроводов вероятными источниками возникновения чрезвычайных ситуаций являются:

- Обнаруженные критические дефекты;
- Прекращение движения очистных устройств и дефектоскопических снарядов в трубопроводе вследствие заклинивания, уменьшении проходного сечения или иных причин;
- Действий специалиста, несоответствующих инструкции производства работ.

Рассмотренные выше источники техногенного характера способны привести к чрезвычайным ситуациям, таким как аварии, инциденты, пожары, несчастные случаи с летальным исходом и т.д.

Для уменьшения вероятности возникновения чрезвычайной ситуации проводятся следующие мероприятия:

1. При проведении ремонтных или дефектоскопических работ исполнители должны неукоснительно соблюдать правила и требования по работе с оборудованием и приборами, а также использовать газоанализатор для определения концентрации углеводородов в рабочей зоне; при превышении ПДК работники должны покинуть место работы до устранения причин повышения загазованности.

2. При обнаружении критического дефекта по результатам внутритрубной диагностики, способного вызвать аварию, необходимо прекратить эксплуатацию до восстановления работоспособного состояния трубопровода.

3. Качественное проведения подготовительных мероприятий для обеспечения беспрепятственного прохождения внутритрубных инспекционных снарядов.

					Социальная ответственность	Лист
						156
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

6.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Согласно ПБ 03-440-02 «Правила аттестации персонала в области неразрушающего контроля» [78], к проведению НК опасных производственных объектов допускаются лица, достигшие 18 - летнего возраста, которые прошли медицинский осмотр и не имеют противопоказаний, и аттестованные по одному из трех уровней квалификации в Независимых органах по аттестации персонала системы НК.

В соответствии с федеральным законом РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда», специалисты НК сталкиваются с вредными условиями труда [79].

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливается на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия. Законодательством предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать такие гарантии и компенсации [79]:

- Уменьшение количества рабочих часов до 36 часов в неделю и меньше (в зависимости от режима работы – вахтовый, постоянный);
- Оплачиваемый отпуск, являющемся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней);
- Надбавка за вредность в размере не меньше 4% от оклада;
- Бесплатное лечение и оздоровление,
- Выдача спецодежды и средств индивидуальной защиты.

Поскольку проведение НК осуществляется непосредственно на дефектном участке трубопровода, организация рабочей зоны выполняется в ходе подготовительных работ. При работе в котловане специалист НК обязан убедиться в качестве выполненных земляных работ и проверить наличие загазованности в воздухе рабочей зоны. Должен быть обеспечен удобный доступ к диагностируемому участку трубопровода.

					Социальная ответственность	Лист
						157
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Организация рабочей зоны зависит от применяемого метода НК, количества исполнителей работ и иных факторов.

					Социальная ответственность	Лист
						158
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Заключение

В выпускной квалификационной работе:

- Проведен анализ существующих методов диагностики и технологических схем по оценке текущего технического состояния;
- Предложены робототехнические системы для комплексного диагностирования технического состояния промышленных трубопроводов и технологических обвязок с использованием магнитометрического и электромагнитно-акустического методов.
- По результатам расчёта минимальной толщины стенки нефтепровода, при которой он подлежит отбраковке ($\delta_{отб} = 4,77$ мм), произведена отбраковка двух участков обследуемого нефтепровода.

					Использование робототехнических систем для контроля промышленных трубопроводов			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Смагин Т.И.		01.06.18	Заключение	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.		01.06.18		ДР	159	168
Консульт.		.				Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б4Б		
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.18				

Список использованных источников

1. Промысловые трубопроводы и оборудование: учеб. пособие для студентов вузов / Ф. М. Мустафин, Л.И. Быков; А.Г. Гумеров и др. - Москва: Недра, 2004. - 662 с.: ил. - Библиогр.: с. 574-590.
2. Транспорт скважинной продукции: учебное пособие / Н.В. Чухарева, А.В. Рудаченко, А.Ф. Бархатов, Д.В. Федин; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 357 с.
3. СП 284.1325800.2016. Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ.
4. Ф.М. Мустафин, Л. И. Быков, Г.Г. Васильев и др. – Технология сооружения газонефтепроводов. Под ред. Г.Г. Васильева. Т.1: Учебник. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2007. – 632 с.
5. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2004. – 268 с.
6. ОСТ 153-39.4-010-2002. Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений.
7. Прочность оборудования газонефтепроводов и хранилищ. / А.Л. Саруев, Л.А. Саруев; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – 120 с.
8. СТО Газпром 2-2.3-095-2007. Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов.

					Использование робототехнических систем для контроля промышленных систем			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Смагин Т. И.		01.06.18	Список использованных источников	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В		01.06.18		ДР	160	168
Консульт.		.				Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б4Б		
Рук. ООП		Брусник О.В.		01.06.18				

9. ГОСТ 18353-79. Контроль неразрушающий. Классификация видов и методов.

10. К.Д. Курбанмагомедов, М.А. Мутаев. Методология применения адаптивного моделирования технологических трубопроводов по состоянию // Системные технологии. 2017 – № 22. – С. 39 – 48.

11. EN 13018:2001. Европейский стандарт. Неразрушающий контроль. Визуальный контроль. Часть 1. Общие принципы.

12. РД 03-606-03. Инструкция по визуальному и измерительному контролю.

13. ГОСТ-23829-85. Контроль неразрушающий акустический. Термины и определения.

14. ГОСТ Р 55724-2013. Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые.

15. Выборнов, Б.И. Ультразвуковая дефектоскопия – М.: Металлургия. 1985 г. – 256 с.

16. «ЭМА преобразователи для ультразвуковых измерений» // А.А. Самокрутов, В.Г. Шевалдыкин, В.Т. Бобров, С.Г. Алехин, В.Н. Козлов №2 (40) июнь 2008.

17. ГОСТ 27655-88. Акустическая эмиссия. Термины, определения и обозначения.

18. РД 03-131-97. Правила организации и проведения акустико-эмиссионного контроля сосудов, аппаратов, котлов и технологических трубопроводов.

19. ГОСТ Р 55612-2013. Контроль неразрушающий магнитный. Термины и определения.

20. ГОСТ 21105-87. Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод.

					Список использованных источников	Лист
						161
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

21. ГОСТ 25225-82. Контроль неразрушающий. Швы сварных соединений трубопроводов. Магнитографический метод.

22. ГОСТ Р 55680-2013. Контроль неразрушающий. Феррозондовый метод.

23. Дроздов В.С. Магнитные методы неразрушающего контроля и дефектоскопии // Современные научные исследования и инновации. 2015. № 8. Ч. 1 [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://web.snauka.ru/issues/2015/08/57254> (дата обращения: 11.01.2018).

24. ГОСТ Р 24497-2-2009. Контроль неразрушающий. Метод магнитной памяти металла. Часть 2. Общие требования.

25. Ермолов И.Н., Останин Ю.Я. Методы и средства неразрушающего контроля качества: Учеб. пособие для инженерно-техн. спец. вузов. М.: Высш. Шк., 1988. 368 с.

26. Дубов А.А., Дубов Ал.А., Колокольников С.М. Метод магнитной памяти металла и приборы контроля. Учебное пособие. М.: ЗАО "ТИССО", 2008. 365с.

27. РД 102-008-2002. «Инструкция по диагностике технического состояния трубопроводов бесконтактным магнитометрическим методом».

28. Чистякова А.В., Орлов В.А., Чухин В.А. Диагностика технического состояния металлических трубопроводов. ФГБОУ ВО НИУ МГСУ – 2016. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: http://old.timacad.ru/deyatel/izdat/priroda/priroda_2_2016.pdf (дата обращения: 01.05.18).

29. Дубов А. А., Дубов Ал. А. Опыт применения бесконтактной магнитометрической диагностики трубопроводов и перспективы ее развития //Контроль. Диагностика. — 2014. — 4. — С. 64—67.

30. ГОСТ 24034-80. Контроль неразрушающий радиационный. Термины и определения.

					Список использованных источников	Лист
						162
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

31. Назипов Р.А., Храмов А.С., Зарипова Л.Д. Основы радиационного неразрушающего контроля. Учебно-методическое пособие для студентов физического факультета. Казань. Изд-во Казанск. гос. ун-та, 2008. 66 с.
32. ГОСТ 7512-82 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод.
33. ГОСТ 23764-79. Гамма-дефектоскопы. Общие технические условия.
34. ГОСТ 23483-79. Контроль неразрушающий. Методы теплового вида. Общие требования.
35. РД 153-34.0-20.364-00. Методика инфракрасной диагностики тепломеханического оборудования.
36. ГОСТ Р 15549-2009. Контроль неразрушающий. Контроль вихретоковый. Основные положения.
37. РД 13-03-2006. Методические рекомендации о порядке проведения вихретокового контроля технических устройств и сооружений, применяемых и эксплуатируемых на опасных производственных объектах.
38. Ефимов А.Г., Шубочкин А.Е. Опыт эксплуатации вихретокового дефектоскопа ВД-90НП для неразрушающего контроля во время капитального ремонта магистральных газопроводов. – XIX Всероссийская Конференция по НК и ТД, Самара, 2011г.
39. ГОСТ 18442-80. Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования.
40. РД 13-06-2006. Методические рекомендации о порядке проведения капиллярного контроля.
41. ГОСТ Р 54907-2012. Техническое диагностирование. Основные положения.
42. РД 51-2-97. Инструкция по внутритрубной инспекции трубопроводных систем.

					Список использованных источников	Лист
						163
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

43. РД 153-39.4-056-00. Руководящий документ. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов.

44. СТО Газпром 2-2.3-066-2006 Положение о внутритрубной диагностике трубопроводов КС и ДКС ОАО «Газпром».

45. РД 39-132-94. Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов.

46. Защита и диагностика трубопроводов. Ультразвуковые внутритрубные дефектоскопы. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://zaschitatruboprovodov.ru/index.php/diagnostika/140-ultrazvukovye-vnutritrubnye-defektoskopy> (дата обращения: 07.05.18).

47. Парк внутритрубных инспекционных приборов. АО «Транснефть - Диаскан». [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://diascan.transneft.ru/klientam/vnytritrybnaya-diagnostika/park-vnytritrybnihi-inspekcionnih-priborov/> (дата обращения: 08.05.18).

48. Ермолов И.Л., Мор Ф.Р., Подураев Ю.В., Шведов В.В. Мобильные роботы для инспекции и ремонта подземных трубопроводов: современное состояние и перспективы развития. Мехатроника, 2000 № 1.

49. Шаранова Д. А. Использование технологии MFL для выявления коррозионных повреждений трубопроводов // Молодой ученый. — 2016. — №24. — С. 115-117. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <https://moluch.ru/archive/128/35380/> (дата обращения: 09.05.2018).

50. Научно-производственный центр «Внутритрубная диагностика». [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.npcvtd.ru/services/vnutritrubnaya-diagnostika/> (дата обращения: 09.05.18).

51. Внутритрубная диагностика участка трубопровода. ООО «ВОСТОКНефтегаз». [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.:

					Список использованных источников	Лист
						164
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

<http://www.vostokoil.ru/technologies/pipeline-diagnostics/> (дата обращения: 10.05.2018).

52. Комбинированные магнитно-ультразвуковые дефектоскопы. АО «Транснефть - Диаскан». [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: http://diascan.transneft.ru/u/section_file/239869/07_kombinirovannie_magnitno-yltrazvykovie_defektoskopi_mfl_wm_cd__1200x673.jpg (дата обращения: 10.05.18).

53. Статья о внутритрубной диагностике: «Об особенностях обнаружения стресс-коррозионных повреждений магистральных газопроводов». ООО «Апродит». [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: http://www.aprodit.ru/Aprodit-Article5-ku_Stress_corrosion_defects_detection_in_main_gas_pipelines.html (дата обращения: 10.05.18).

54. Внутритрубная диагностика методом ЭМАП. Научно-технический центр «НефтеГазДиагностика». [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: http://ntcngd.com/uslugi/article_post/vnutritrubnaya-diaagnostika-metodom-emapemat (дата обращения: 10.05.18).

55. Мобильная робототехническая система диагностики NG-RX. Компания NRG-S. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://nrg-s.com/novosti/robototekhnicheskaya-sistema-diaagnostiki-ng-rx> (дата обращения: 11.05.18).

56. Робототехнический комплекс DIGIMAX. Компания «Ольмакс». [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.olmax-pipe.ru/oborudovanie/roboto-komplexy-teleinspecii/digimaks/> (дата обращения: 11.05.18).

57. Робототехническая система SIGMA. Компания «Тарис». [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://taris.ru/robot-sigma> (дата обращения: 11.05.18).

					Список использованных источников	Лист
						165
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

58. Рентгеновские кроулеры. ООО «Неразрушающий контроль». [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: http://www.ncontrol.ru/catalog/rentgenovskie_kroulery/rentgenograficheskie_kroulery_jme_24 (дата обращения: 12.05.18).

59. Применение роботизированных диагностических комплексов в нефтегазовой отрасли. Группа компаний «Диаконт». [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: http://www.diakont.ru/energy_services/187/n-a.html (дата обращения: 13.05.18).

60. Проведение квалификационных испытаний внутритрубных диагностических комплексов. ООО «Газпром ВНИИГАЗ». [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://vniigaz.gazprom.ru/novyy-ehtap-vnutritrubnykh-diagnosticheskikh-kompleksov/> (дата обращения: 13.05.18).

61. Семинар «Вопросы определения стресс-коррозионных дефектов при внутритрубном техническом диагностировании технологических трубопроводов КС ООС «Газпром ВНИИГАЗ». [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docplayer.ru/72739968-Voprosy-opredeleniya-stress-korrozionnyh-defektov-pri-vnutritrubnom-tehnicheskoy-diagnostirovaniy-tehnologicheskikh-truboprovodov-ks.html> (дата обращения: 13.05.18).

62. Патент RU 2418234 «Внутритрубное транспортное средство». ОАО «ОРГЭНЕРГОГАЗ». [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.findpatent.ru/patent/241/2418234.html> (дата обращения: 14.05.18).

63. Механизированные и автоматизированные мобильные установки. ООО «Алтес». [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://scaruch.ultes.info/produksiya/poluvav/> (дата обращения: 14.05.18).

64. Внутритрубный автономный робототехнический сканер-дефектоскоп A2072 IntroScan. ЗАО «IntroScan Technology». [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.acsys.ru/production/skaner-defektoskop-a2072-introscan/> (дата обращения: 15.05.18).

					Список использованных источников	Лист
						166
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

65. РД 153-39.4-130-2002 «Регламент по вырезке и врезке "катушек" соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры и подключению участков магистральных нефтепроводов».

66. «Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на нефтепроводах». Минтопэнерго РФ от 01.09.1995.

67. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

68. ГН 2.2.5.552-96. Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.

69. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.

70. ГОСТ 12.1.003-2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

71. ГОСТ 12.1.029-80. ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.

72. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

73. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.

74. ГОСТ 12.2.003-74. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

75. ГОСТ Р 12.1.019-2009. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

76. ГОСТ 30852.19-2002 (МЭК 60079-20:1996). Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 20. Данные по горючим газам и парам, относящиеся к эксплуатации электрооборудования.

77. ГОСТ Р 55990-2014. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.

78. ПБ 03-440-02. Правила аттестации персонала в области неразрушающего контроля.

					Список использованных источников	Лист
						167
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

79. Федеральный закон от 28.12.2013 N 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда».

					Список использованных источников	Лист
						168
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

					Приложения	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		169